

3 Alternativas

1 **3.0 ALTERNATIVAS**

2 En esta sección se describe el proceso empleado para identificar, filtrar, descartar o
3 retener alternativas para su posterior análisis. En las secciones 3.1 y 3.2, se describen
4 los criterios usados para definir un grupo razonable de alternativas. En la sección 3.3,
5 se describen algunas alternativas con potencial que fueron consideradas pero que
6 luego se descartaron y no se analizaron más a fondo. En la Sección 3.4 se presentan
7 las alternativas consideradas en todo el documento, mientras que en la Sección 3.5 se
8 enumeran las referencias consultadas para este capítulo.

9 **3.1 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS**

10 Según la Política Nacional Ambiental (NEPA), los Procedimientos de Implementación
11 de la Política Nacional Ambiental y la Política para la Consideración de Impactos
12 Ambientales (Commandant Instruction M16475.1D) de las Normas de Implementación
13 del Servicio de Guardacostas de Estados Unidos, y la Ley de Calidad Ambiental de
14 California (CEQA) y su normativa, la toma de decisiones gubernamentales debe
15 hacerse tomando en cuenta alternativas razonables a la acción propuesta si ésta
16 tuviera el potencial de causar efectos significativos sobre el ambiente. Para que sea
17 considerada "razonable" una alternativa debe:

- 18 • Satisfacer la mayoría de los objetivos básicos de un proyecto;
- 19 • Evitar o mitigar cualquiera de los efectos significativos de un proyecto; y
- 20 • Ser factible.

21 "Factible" significa que puede ser completado de manera exitosa en un período
22 razonable de tiempo, tomando en cuenta factores económicos, ambientales, sociales y
23 tecnológicos (Código de Recursos Públicos de California § 21061.1.).

24 El análisis de las alternativas se hace en tres etapas:

- 25 • Se identifican las alternativas potenciales;
- 26 • Se filtran las alternativas potenciales y se determina cuáles son razonables. Se
27 explica de manera breve las razones por las que se decide descartar una
28 alternativa potencial; y
- 29 • Se evalúan los impactos ambientales de las alternativas potenciales que no
30 fueron descartadas, así como se evaluaron los impactos del proyecto propuesto.

31 En este borrador revisado de Informe de Impacto Ambiental se presenta una gama
32 razonable de alternativas de conformidad con la NEPA y la CEQA. Para este proyecto,
33 se retuvieron algunas alternativas con el potencial de lograr la mayoría de los objetivos
34 del proyecto propuesto, pero evitando o mitigando cualquiera de los efectos
35 significativos del proyecto propuesto (el análisis de éstas alternativas se describe en el
36 Capítulo 4). Según la NEPA, el análisis de alternativas debe basarse en la regla de lo

1 "razonable".¹ De igual manera, según la CEQA, no existe una regla única que gobierne
2 la naturaleza y el alcance de las alternativas más que la de la razón (Pautas de
3 California de CEQA § 15126.6). En otras palabras, las alternativas consideradas deben
4 ser razonables, siguiendo la definición presente en la CEQA.

5 **3.2 IDENTIFICACIÓN DE UN GRUPO RAZONABLE DE ALTERNATIVAS**

6 El primer paso del análisis consiste en identificar las alternativas potenciales. Para
7 obtener la lista inicial de alternativas y seleccionar aquellas que ameritaban una
8 evaluación posterior (ver Tabla 3.2-1), se utilizaron estudios previos, la solicitud del
9 Proyecto de Puerto de Aguas Profundas (DWP, siglas en inglés), los resultados de la
10 fase de determinación del alcance del proyecto y los comentarios de la población
11 acerca del borrador de Declaración de Impacto Ambiental / Informe de Impacto
12 Ambiental (EIS / EIR) de octubre de 2004. A continuación, se enumeran algunos de los
13 comentarios más destacados tanto del público como de las agencias:

14 Alternativas al proyecto propuesto (por ejemplo, evitar la necesidad de suministros
15 nuevos o adicionales de gas natural:

- 16 • Mayor conservación de energía;
- 17 • Mayor uso de fuentes renovables de energía, como energía solar o eólica; y
- 18 • Reacondicionamiento de plantas generadoras existentes con turbinas de gas
19 natural u otras tecnologías que incrementen la eficiencia y reduzcan el consumo
20 de gas natural.

21 Sitios alternativos:

- 22 • Costa afuera: Base Aérea Vandenberg / Point Conception; a mayor distancia del
23 Santuario Marino Nacional de las islas Channel (CINMS) y otras áreas
24 ecológicamente sensibles; en el extremo occidental de las islas Channel; costa
25 afuera frente al campo Pendleton; y el paso Gaviota; y
- 26 • Costa adentro: Islas Channel; Point Conception.

27 Tecnologías e instalaciones alternativas de regasificación de gas natural licuado (LNG)

28 Alternativas a las rutas propuestas de los ductos costa adentro:

- 29 • Rutas que evitarían la playa Ormond y otros humedales en recuperación;
- 30 • Rutas con un acceso más directo a la red de gasoductos; y

¹ Ver Consejo para la Calidad Ambiental (CEQ por sus siglas en inglés), "[Las cuarenta preguntas más frecuentes](http://ceq.eh.doe.gov/nepa/regs/40/40p3.htm)" acerca de la normativa de la Ley Nacional de Políticas Ambientales de la CEQ," Preguntas 1-7, en Internet en: <http://ceq.eh.doe.gov/nepa/regs/40/40p3.htm>

Table 3.2-1 Components of the Proposed Project and Potential Alternatives

Alternative Concept	Options/Locations (Section Discussed)^a		Evaluated as an Alternative in Chapter 4?
No project	No Action Alternative (3.4.1)		Yes
Other sources of energy	Energy Conservation (3.3.1)		No
	Renewable Energy Sources (3.3.2)		No
	Retrofitting Existing Power Plants (3.3.3)		No
	New or Expanded Pipeline Systems (3.3.4)		No
Terminal locations	Regional offshore locations	Baja California, Mexico (3.3.5)	No
		Washington/Northern Oregon (3.3.6.1)	No
		Southern Oregon/Northern California (3.3.6.2)	No
		San Francisco Bay to Point Conception (3.3.6.3)	No
		Los Angeles to the Mexican border (3.3.6.4)	No
	Onshore California	Horno Canyon at Camp Pendleton, Rattlesnake Canyon, Little Cojo at Point Conception, Deer Canyon, Channel Islands (3.3.7.3)	No
	Offshore California	Cabrillo Port (2.0)	--
		Santa Barbara Channel (Ventura Flats), including offshore pipeline via Platform Grace, Reliant Energy Mandalay Generating Station Shore Crossing, and Gonzales Road Pipeline (3.4.2)	Yes
		Gaviota Pass, Offshore of Camp Pendleton, Deer Canyon, Anacapa Island, Chinese Harbor, Smugglers Cove, San Pedro Point, West side of the Channel Islands (3.3.7.4)	No
	Deepwater port concepts	Floating terminal	Floating storage and regasification unit (FSRU) (2.2)
Single-point mooring direct regasification (e.g., Energy Bridge) (3.3.8.3)			No
Multiple-point mooring direct regasification (3.3.8.3)			No
Fixed terminal		Platform (3.3.8.1)	No
		Gravity-based structure (3.3.8.2)	No
Alternative technologies	Regasification methods	Submerged combustion vaporizer (2.3.1.3)	--
		Alternative vaporizer technologies (3.3.9.1)	No
	Technologies used on the FSRU	Moss tank storage (2.2.2.3)	--
		Membrane storage (3.3.9.2)	No
		Onshore power source (3.3.9.3)	No

Table 3.2-1 Components of the Proposed Project and Potential Alternatives

Alternative Concept	Options/Locations (Section Discussed)^a		Evaluated as an Alternative in Chapter 4?
		Alternative diesel engine cooling (3.3.9.4)	No
Pipeline routes and installation methods	Offshore pipeline route	Project offshore pipeline route (2.3)	--
		Offshore Pipeline Route 1 (3.3.10.1)	No
		Offshore Pipeline Route 2 (3.3.10.2)	No
		Offshore Pipeline Route 3 (3.3.10.3)	No
	Shore crossing pipeline	Reliant Energy Ormond Beach Generating Station Shore Crossing (2.3.2)	Yes
		Point Mugu Shore Crossing/Casper Road Pipeline (3.4.3.1)	Yes
		Arnold Road Shore Crossing/Arnold Road Pipeline (3.4.3.2)	Yes
		Reliant Energy Mandalay Generating Station Shore Crossing (3.4.2)	Yes
		Horizontal directional boring (2.6.1)	--
	Shore crossing pipeline installation methods	Horizontal directional drilling (3.3.11)	No
		Trenching (3.3.11)	No
	Center Road onshore pipeline route	Center Road Pipeline (2.4.1.1)	--
		Center Road Pipeline Alternative 1 (3.4.4.1)	Yes
		Center Road Pipeline Alternative 2 (3.4.4.2)	Yes
		Center Road Pipeline Alternative 3 (3.4.4.3)	Yes
		Center Road Pipeline Alternatives 1A and 1B (3.3.12.1)	No
	Line 225 Pipeline Loop onshore route	Line 225 Pipeline Loop (2.4.2.1)	--
Line 225 Pipeline Loop Alternative 1 (3.4.4.2)		Yes	
Line 225 Pipeline Loop Alternative 2 (3.12.2)		No	

Note:

^aComponents in **bold** are part of the proposed Project identified in Chapter 2.

- 1 • Rutas que pasen por áreas rurales despobladas, lejos de escuelas,
- 2 universidades, hogares para ancianos, hospitales, cárceles y zonas de riesgo
- 3 sísmico.
- 4 Tecnologías alternativas:
- 5 • Regasificación de LNG a bordo de un carguero de LNG amarrado;

- 1 • Uso de una planta de energía costa adentro conectada a la unidad flotante de
2 almacenamiento y regasificación (FSRU) mediante un cable de electricidad
3 subacuático;
- 4 • Sistema de refrigeración de motores diesel; y
- 5 • Uso de una planta de energía costa adentro conectada a la FSRU por un cable
6 de electricidad subacuático, más un sistema de refrigeración de motores diesel.

7 **3.3 ALTERNATIVES DESCARTADAS**

8 La evaluación detallada por parte del Servicio de Guardacostas de Estados Unidos
9 (USCG), el Departamento de Administración Marítima de Estados Unidos (MARAD) y la
10 Comisión de Tierras del Estado de California (CSLC) de una alternativa potencial al
11 proyecto propuesto se basa en el criterio de lo razonable (ver Sección 3.1, titulada
12 "Selección de Alternativas"). En las siguientes secciones se identificarán las
13 alternativas potenciales que fueron descartadas por no cumplir con el criterio antes
14 mencionado y las razones por las que se tomaron dichas decisiones. Por esta razón,
15 estas alternativas no se evaluaron a fondo en este documento. Las alternativas que sí
16 fueron seleccionadas para una evaluación más detallada están enumeradas en la
17 Tabla 3.2-1 y descritas en la Sección 3.4, "Alternativas evaluadas en el Capítulo 4.0".

18 **3.3.1 Conservación de energía**

19 Las medidas de conservación de energía fueron consideradas, mas no evaluadas,
20 como alternativa debido a que son actividades permanentes que se pondrían en
21 práctica independientemente de que el proyecto propuesto se lleve a cabo. Además,
22 las medidas de conservación de energía ya han sido tomadas en cuenta en los análisis
23 de suministro y demanda de energía de California, los cuales llegaron a la conclusión
24 de que se requiere un suministro adicional de gas natural, después de haber
25 considerado la proyección total de lo contribuido por la conservación de energía, para
26 satisfacer las demandas energéticas proyectadas de California. El Plan de Acción
27 Energético II, preparado por la Comisión de Energía de California (CEC) y la Comisión
28 de Entidades Públicas de California (CPUC) reconoce expresamente, habiendo tomado
29 en cuenta el total de los datos y programas de conservación de energía, la necesidad
30 de asegurar un suministro confiable de gas natural a un precio razonable (CEC y CPUC
31 2005). Incluso tomando en cuenta medidas adicionales de conservación, se espera
32 que la demanda de gas natural se incremente 0.7% todos los años, entre 2006 y 2016,
33 según se indica en el informe final de 2005 del comité encargado de redactar el Informe
34 sobre Políticas Energéticas de la CEC (CEC 2005). El rechazo del proyecto no
35 reduciría la cantidad de gas natural requerida para satisfacer las necesidades
36 proyectadas del estado.

37 El estado de California trabaja activamente para reducir su consumo per capita de
38 electricidad por medio de fuertes medidas de conservación y eficiencia. Las medidas de
39 conservación incluyen acciones como la de mejorar la eficiencia de edificios nuevos y
40 remodelados, mejorar la eficiencia de los electrodomésticos y los sistemas de aire

1 acondicionado, y crear incentivos para que los consumidores reduzcan la demanda de
2 electricidad.

3 Según la Hoja de Ruta para la Implementación de Políticas Energéticas del Plan de
4 Acción Energética II de California, la eficiencia energética en función del costo
5 constituye la primera opción de este estado para satisfacer sus necesidades de
6 electricidad, ya que representa el recurso más confiable, el menos costoso y el que
7 menos impacto tendría sobre el ambiente. Además, reduciría la contribución de
8 California al cambio climático (CEC y CPUC 2005). Los programas de eficiencia
9 energética de California son los más exitosos de todo Estados Unidos, razón por la que
10 el Estado quiere continuar edificando sobre ellos.

11
12 Además, la CPUC ha establecido una normatización continua, la 'Order Instituting
13 Rulemaking R.01-08-028, para Examinar las Políticas, Administración y Programas de
14 Eficiencia Energética Futuros de la Comisión. Según la Decisión D.04-09-060, Opinión
15 Provisional "Metas de Ahorro de Energía para el Año Programático 2006 y Más Allá" de
16 la CPUC define y establece un programa de eficiencia energética con políticas y metas
17 para el ahorro de electricidad y gas natural mediante actualizaciones programadas de
18 estas metas cada tres años. También concreta el mandato del Plan de Acción
19 Energético II y lo traduce en metas cuantificables de ahorro de gas natural y
20 electricidad para las cuatro compañías más grandes de electricidad en California.

21
22 Si bien se pueden poner en práctica medidas de conservación de energía de mediano y
23 corto plazo, muchas de las medidas para incrementar la conservación de energía
24 responden a políticas energéticas y consideraciones de uso de largo plazo. Por
25 ejemplo, una medida como la de cambiar los requisitos de eficiencia energética de un
26 edificio toma mucho tiempo para ser implementada. Los edificios más viejos quedarían
27 exentos de los nuevos códigos que regularían los edificios nuevos. Tomaría tiempo
28 para que se construyera un número considerable de nuevos edificios siguiendo las
29 nuevas normas que reemplazaron las viejas edificaciones. De igual manera, cuando se
30 adoptan nuevos estándares de eficiencia para electrodomésticos, se requiere un
31 período de incorporación gradual, en el que se comprarán artefactos nuevos pero a la
32 vez se seguirán usando los modelos más viejos e ineficientes hasta que cumplan su
33 ciclo de vida. Estos tipos de políticas y estrategias destinadas a mejorar la eficacia
34 energética funcionan a largo plazo. Incluso si asumiéramos un incremento efectivo de
35 la conservación, aún se necesitarían un mayor suministro de gas natural según las
36 proyecciones de la CEC y la CPUC.

37 La MARAD y la CSLC no tienen autoridad para iniciar o implementar otras medidas de
38 conservación de energía a largo plazo y de amplio espectro aparte de las que ya se
39 han descrito. Tampoco pueden controlar si dichas medidas serán propuestas,
40 aprobadas o implementadas ni el plazo en el que estas acciones se podrían dar. Aun
41 así, las acciones de las agencias podrían afectar la mezcla de suministro de energía
42 del Estado.

43 Por ende, la conservación de energía no es una alternativa razonable al proyecto y no
44 se evaluará con más detalle en este informe. Sin embargo, la conservación de energía

1 sí se discute como parte de las condiciones energéticas de base del proyecto
2 propuesto en la Sección 4.10.1, "Energía y Minerales – Marco Ambiental".

3 **3.3.2 Fuentes de energía renovables**

4 Al igual que en el caso de la conservación de energía, la energía renovable no se
5 evalúa como alternativa al proyecto propuesto ya que estas fuentes ya han sido
6 tomadas en cuenta en los análisis de suministro y demanda de energía de California,
7 los cuales concluyen que, aun considerando el aporte proyectado de las fuentes
8 renovables, se necesita un suministro adicional de gas natural para satisfacer las
9 necesidades energéticas de California. Las fuentes de energía renovables incluyen la
10 energía solar, la eólica, la geotérmica y la hidroeléctrica, entre otras. Cualquier decisión
11 gubernamental de incrementar los subsidios o promover fuentes de energía renovables
12 sería independiente de las acciones tomadas en esta solicitud de Puerto de Aguas
13 Profundas (DWP).

14 El estado de California ya ha aprobado programas bastante intensos para incrementar
15 la cantidad de energía generada mediante fuentes renovables de energía a 20% para
16 2017, del 11% en que se encuentra actualmente. Tal como lo indica el recientemente
17 publicado Plan de Acción Energética II, el objetivo del estado es adelantar su meta de
18 generar el 20% de su electricidad usando fuentes renovables de 2017 a 2010 y generar
19 33% de la electricidad del estado por medio de fuentes renovables para 2020 (CEC y
20 CPUC 2005).

21 El crecimiento de la demanda de gas natural de California es menor al del resto del
22 país debido a los programas de eficiencia energética impulsados por este estado y el
23 uso de fuentes de energía renovables para generar electricidad. Aun así, se estima que
24 el total de la demanda de gas natural en California crecerá 0.7 por año entre 2006 y
25 2016. Uno de los componentes de la política del estado es diversificar el sistema
26 eléctrico con fuentes renovables, en parte como respuesta a la creciente dependencia
27 del gas natural. Sin embargo, ciertos procedimientos administrativos han obstaculizado
28 el objetivo del estado de cumplir sus metas relacionadas con las fuentes renovables de
29 energía. La CEC también recomienda que California diversifique su suministro de gas
30 natural ya que 87% de éste no se produce en el estado, y la demanda de los estados
31 vecinos está incrementándose. Las proyecciones de la CEC sobre la futura demanda
32 de energía incluyen el uso creciente de fuentes renovables y aun así concluyen que la
33 demanda de gas natural también se elevará (CEC 2005a).

34 A continuación se presenta la información relacionada con los proyectos existentes,
35 conocidos y propuestos de energía renovable. Las proyecciones federales sobre
36 fuentes de energía renovables se discuten en la Sección 1.2.2, "Necesidad de gas
37 natural en Estados Unidos".

38 Southern California Edison (SCE) es la mayor generadora de electricidad en toda la
39 región del sur de California. La cartera de fuentes renovables de la SCE produjo en
40 2004 2,588 megavatios (MW) de electricidad, en los que se incluyen 1,021 MW por
41 energía eólica, 892 MW por energía geotérmica, 354 MW por energía solar, 226 MW

1 por biomasa, y 95 MW por hidroeléctricas pequeñas. Todas estas suman
 2 aproximadamente 18% de su capacidad de suministro (Edison International 2005). En
 3 1999, la generación de electricidad a partir de gas natural constituía 63% de la
 4 capacidad de la SCE (CEC 2005b). La SCE tiene planes de firmar 12 contratos nuevos
 5 de generación a partir de fuentes renovables, con una capacidad potencial máxima de
 6 1,630 MW (Edison International 2005). El uso de fuentes renovables se limita a la
 7 generación de electricidad.

8 En la Tabla 3.3-1 se enumeran los proyectos de energía eólica planificados y
 9 propuestos para la región del sur de California. Se estima que estos proyectos
 10 planeado y propuestos de energía eólica generarán 673 MW. La energía sería
 11 generada para el uso de siete compañías en la región del sur de California. Tanto los
 12 proyectos de energía eólica existentes como los nuevos están esparcidos por todo el
 13 estado de California (Asociación Estadounidense de Energía Eólica, 2005).

Table 3.3-1 Planned and Proposed Wind Projects in Southern California

Project	Utility/Developer	Location	Status	MW Capacity	Online Date/ Turbine
Alta Mesa IV	Tenderland Power/ CHI Enel	San Gorgonio Pass	NA	40	2005/660 KW Vestas
Tehachapi	Coram Energy LLC	Tehachapi	Under construction	4.5	2005/1500 KW GE Wind
Kumeyaay Wind Power Project	Superior Renewable Energy	San Diego County	Under construction	50	2005/2 MW Gamesa
Pacific Renewable	PG&E	Lompoc	NA	83	2005/NA
Pine Tree Wind Project	Zilkha/Los Angeles Department of Public Works	Mojave (North)	Proposed	120	NA
Mohave Wind Farm	SCE/ Windland, Inc.	Mojave	Proposed	60	NA
Tehachapi Repower	SCE/ Windland, Inc.	Tehachapi	Proposed	NA	NA

Source: American Wind Energy Association 2005. Wind Projects Database.

<http://www.awea.org/projects/california.html>

Notes: NA = not available; PG&E = Pacific Gas & Electric; SCE = Southern California Edison; KW = kilowatt; MW = megawatt; GE = General Electric.

14 A parte de los proyectos de energía eólica, también hay proyectos de energía solar en
 15 funcionamiento y otros en fase de planificación. Hace poco, la SCE anunció que iba a
 16 construir, de manera conjunta con Stirling Energy, una instalación de energía solar de
 17 4,500 acres (1,820 hectáreas) cerca de Victorville, California, la cual produciría
 18 inicialmente 500 MW (Edison International 2005). Aún se necesitan algunas
 19 aprobaciones para que se de inicio a la etapa de construcción, pero se estima que 40
 20 paneles con capacidad de generar 1 MW estarían operando para finales de 2006. El
 21 plan de las operadoras es generar 50 MW para 2008 y 500 MW para 2011 (Port 2005).

1 Los proyectos que se acaban de enumerar demuestran que las fuentes renovables de
2 energía están siendo desarrolladas independientemente del Proyecto propuesto. Las
3 proyecciones de la CEC sobre las necesidades futuras de suministro de gas natural del
4 estado incluyen la suposición de que se implementarán los proyectos de energía
5 renovable, pero a la vez concluyen que el abastecimiento adicional de gas natural es
6 necesario.

7 Ninguna de las tres agencias contactadas para el proyecto propuesto (el USCG, la
8 MARAD y la CSLC) tiene autoridad para iniciar o implementar nuevas políticas de
9 amplio espectro a fin de promocionar o difundir el uso de recursos de energía
10 renovable más allá de lo que el estado lo está haciendo con su dinámico programa.
11 Aun así, las acciones de la agencia con respecto al proyecto propuesto podrían tener
12 un impacto sobre la diversidad del suministro energético del estado y afectar de
13 manera indirecta los costos de la energía. Tomando en cuenta toda la información
14 disponible en la actualidad, la aprobación del Proyecto aparentemente no modificaría el
15 papel de las fuentes renovables en la cartera de suministro energético del estado. No
16 obstante, si el Proyecto fuera rechazado, esto no reduciría la cantidad de gas natural
17 requerida para satisfacer las necesidades proyectadas del estado de California.

18 La energía renovable no será evaluada como alternativa en el presente documento,
19 porque no eliminaría la necesidad de suministros adicionales de gas natural tanto a
20 corto como a mediano plazo, lo cual es el propósito del proyecto que se propone, de
21 conformidad con las disposiciones de la Ley de Puertos de Aguas Profundas. Por otra
22 parte, el incremento del consumo de energía proveniente de fuentes renovables se
23 daría independientemente del proyecto propuesto, y el uso adicional de fuentes
24 renovables más allá de las cuotas ya impuestas por el estado no es competencia de las
25 agencias reguladoras. Aun así, las fuentes renovables de energía son parte de las
26 condiciones de línea base ambiental del suministro de energía y están explicadas con
27 más detalle en la Sección 4.10, "Energía y Minerales".

28 **3.3.3 Reacondicionamiento de plantas generadoras existentes**

29 Se consideró la instalación de turbinas de gas natural más eficientes en plantas
30 generadoras de electricidad que ya existen ("repotenciación de turbinas"), mas no se
31 evaluó en detalle en el presente informe debido a las razones siguientes: (1) la CEC ha
32 determinado que el suministro de gas natural del estado debe ser incrementado
33 independientemente de que se realice la repotenciación de turbinas, y (2) la
34 repotenciación de turbinas propuesta se llevaría a cabo en plantas generadoras sobre
35 las cuales la MARAD y la CSLC no tienen jurisdicción y que no son propiedad ni están
36 bajo el control ni podrían ser operadas por el Solicitante del proyecto de Puerto Cabrillo
37 por falta de experiencia o pericia.

38 La repotenciación de plantas generadoras que funcionan con gas natural está siendo
39 impulsada por factores económicos y ambientales que no guardan relación directa con
40 el suministro de gas natural; por ejemplo, la ineficiencia en la operación de estas viejas
41 plantas generadoras y el costo de cumplir con las normas que rigen la calidad del aire.

1 La alternativa de la repotenciación de turbinas está avanzando y no se vería afectada
2 por una decisión relacionada con el proyecto propuesto.

3 La agencia que más jurisdicción tiene sobre la operación de plantas generadoras en
4 California es la CEC, la cual acaba de aprobar o está considerando aprobar varios
5 proyectos de repotenciación de turbinas. El Plan de Acción Energética II del estado de
6 California de 2005 indica que a pesar de la presencia de fuentes renovables de
7 energía, entre otras fuentes, y las inversiones que se están haciendo en plantas
8 generadoras convencionales para ampliar sus instalaciones o reemplazar
9 infraestructura vieja, nada indica que se pueda colmar la necesidad que tiene California
10 de incrementar sus suministros de gas natural a corto plazo por medio de la
11 repotenciación de turbinas (CEC y CPUC 2005). Incluso habiendo tomado en cuenta la
12 repotenciación de las plantas generadoras existentes, el estado llegó a la conclusión de
13 que se necesitan suministros adicionales de gas natural. En pocas palabras, no hay
14 indicación de que la repotenciación de turbinas propuesta podría evitar la necesidad
15 que tiene California de incrementar el abastecimiento de gas natural a corto y mediano
16 plazo.

17 **3.3.4 Sistemas de ductos nuevos o expandidos**

18 California recibe aproximadamente 87% del suministro de gas natural de otros estados
19 del país y del oeste de Canadá a través de ductos de transmisión de gas. Desde 2000,
20 California ha importado aproximadamente 5.5 mil millones de pies cúbicos (156
21 millones de m³) al día de gas natural. Durante ese mismo período, la producción
22 gasífera de Estados Unidos se ha mantenido igual (Marks *et al.* 2005). El suministro
23 dentro del estado es limitado y se distribuye. De los 989 millones de pies cúbicos por
24 día (28 millones m³) producidos en California en 1999, solamente el 48 por ciento fue
25 entregado por compañías de gas natural. El resto fue consumido en el punto de
26 producción o cerca de él, o fue entregado para el consumo desde una red de ductos no
27 pertenecientes a empresas de de gas natural (Gopal 2000). Además, dentro de
28 California, una ampliación de la red intraestatal es improbable porque los suministros
29 en estos campos están disminuyendo. La expansión de la red de ductos interestatal,
30 como la conversión que llevó a cabo la compañía El Paso Natural Gas Company de
31 unas 304 millas de un oleoducto existente (All American Pipeline) al servicio de gas,
32 incrementaría temporalmente el volumen de gas enviado al estado, pero no
33 incrementaría la diversidad del suministro de gas natural.

34 La construcción de un nuevo ducto de gas probablemente acarree una interrupción de
35 las actividades a través del desierto. La EIS / EIR del Proyecto de Ampliación del río
36 Kern de 2003 menciona que la construcción causaría consecuencias a largo plazo a la
37 vegetación y al hábitat de la vida silvestre, los cuales serían removidos durante la
38 construcción, al igual que impactos potenciales a especies amenazadas y en peligro,
39 endémicas del desierto, como la tortuga del desierto (FERC y CSLC 2002). Aunque la
40 construcción de un nuevo ducto incrementaría el abastecimiento y potencialmente
41 añadiría al suministro de las Montañas Rocosas, dependiendo de la fuente del gas
42 natural, esto trasladaría los impactos ambientales de un proyecto a otro.

1 La expansión o creación de sistemas nuevos de ductos no cumplirían con el objetivo
2 del Proyecto de incrementar la diversidad del suministro de gas natural a California.
3 Adicionalmente, la construcción de sistemas nuevos o ampliados de ductos tendría
4 consecuencias ambientales a lo largo de cualquier corredor propuesto. Por lo tanto, no
5 se consideraron sistemas nuevos o ampliados de ductos como alternativas al proyecto
6 propuesto.

7 **3.3.5 Terminales de LNG en Baja California Norte, México**

8 El uso de terminales de LNG en la provincia mejicana de Baja California Norte como
9 alternativa potencial para el proyecto propuesto se descartó y no se analizó más a
10 fondo porque por ahora es incierto si tal pueden cumplir con el objetivo del proyecto de
11 suministrar a California con 800 millones de pies cúbicos (22.7 millones m³) de gas
12 natural del Rim Pacifico directamente hasta el infraestructura de distribución en
13 Southern California. Las terminales de LNG en Baja California Norte abastecerían
14 primero la demanda creciente de gas natural en esa provincia mejicana. Ni el estado de
15 California ni el gobierno federal tienen jurisdicción sobre terminales de LNG ubicados
16 en otra nación soberana o los contratos que gobiernan la distribución de gas natural
17 importado por tales terminales.

18 Tres terminales de LNG han sido propuestos para Baja California: Energía Costa Azul
19 de Shell / Sempra, ubicada 14 millas (22.5 km) al norte de Ensenada; el Terminal de
20 LNG Mar Adentro de Baja California impulsado por Chevron cerca de las islas
21 Coronado y costa afuera de Tijuana; y el proyecto de LNG Moss Maritime costa afuera
22 de playa Rosarito (CEC 2005c, 2005d).

23 Shell / Sempra rompieron esquemas con su terminal de LNG Energía Costa Azul en
24 marzo de 2005, pero ahora enfrentan varias disputas en el sistema judicial de México.
25 De completarse con éxito, el proyecto Energía Costa Azul Shell/Sempra comenzaría a
26 operar comercialmente en 2008. El proyecto incluiría una instalación receptora en tierra
27 y la infraestructura portuaria relacionada. Costa adentro, el proyecto cubriría 400 acres
28 (162 hectáreas) y contaría con dos tanques de contención, vaporizadores de agua de
29 mar y un ducto submarino de 42 millas (68 km) de longitud y entre 36 y 42 pulgadas
30 (0.9 y 1.1 m) de diámetro para conectar el terminal con el ducto de Bajanorte. Según la
31 propuesta, la instalación tendría la capacidad de transportar 1,000 millones de pies
32 cúbicos (28 millones de m³) de gas natural por día. Sin embargo, hay suficiente espacio
33 en el sitio para ampliar las operaciones e incluir dos tanques adicionales de
34 almacenamiento para incrementar la capacidad a un promedio de 2,000 millones de
35 pies cúbicos (57 millones m³) por día, con un pico de 2,600 millones de pies cúbicos
36 (74 millones de m³) por día.

37 Para esta ampliación se requerirían permisos adicionales (CEC 2005c). Una vez
38 iniciadas las operaciones, Sempra/Shell anticipa un volumen de 500 millones de pies
39 cúbicos (14 millones m³) por día para satisfacer la demanda mejicana y el resto serviría
40 para abastecer la costa suroeste de Estados Unidos (Sempra 2003 y 2005). Esta
41 cantidad equivale a la mitad del LNG que se recibiría en la terminal (Sempra 2005). La
42 CPUC autorizó a Sempra Energy y al grupo Royal Dutch/Shell a crear un punto

1 límite donde el gas natural convertido a partir de LNG pasara de los ductos
2 mejicanos a los estadounidenses (Los Angeles Times 2004). Esta acción abre la
3 posibilidad de importar gas natural de México al sur de California y en otros mercados
4 del sudoeste de los Estados Unidos.

5 Sin embargo, para exportar gas a California de una terminal de Baja, tuberías nuevas
6 se tendrían que construir o tendrían que ser ensanchadas. Por ejemplo, el CSLC y la
7 Energía Federal Regulativos Comisionar (FERC) preparan actualmente un EIR/EIS
8 Conjunto para el Proyecto del norte de la Expansión de Baja (Registro de FERC No.
9 PF05-14-000), que propone "...un interconexión con la compañía de Gas de SoCal
10 (SOCAL Gas) sistema en Blythe, California, para la entrega en California y otros
11 mercados del sudoeste de los EE.UU". Detalles de la asignación específica de gas
12 entre estos mercados es desconocido en el presente. Estos componentes adicionales
13 podrían tener los efectos ambientales adversos, que se analizarán en el EIR/EIS
14 Conjunto propuesto.

15 En enero de 2005, Chevron México recibió un permiso federal para construir su
16 proyecto Adentro de Baja California, el cual estaría ubicado 8 millas (13 km) costa
17 afuera de Tijuana. Consistiría en una estructura de gravedad fijada a una profundidad
18 de 65 pies (20 m). El terminal sería una isla de hormigón fija de 980 pies (300 m) con
19 dos plantas de regasificación, tanques de almacenamiento, un helipuerto y un muelle
20 para cargueros de LNG. En esta terminal costa afuera, el LNG sería regasificado
21 mediante agua de mar y un ducto submarino nuevo conectaría la terminal con el
22 sistema de gasoductos existente en Baja California. La terminal tendría la capacidad de
23 producir 700 millones de pies cúbicos (20 millones m^3) por día y prestaría servicio a los
24 mercados de México y la costa oeste de Estados Unidos (CEC Staff 2005).

25 En abril de 2005, Moss Maritime y su asociada, Terminales y Almacenes Marítimos de
26 México (TAMMSA), recibieron los permisos de la agencia ambiental mejicana para
27 proceder con una terminal costa afuera de LNG. Sin embargo, aún se requieren otros
28 permisos federales y locales antes de poder iniciar las operaciones en 2008. Moss
29 Maritime y TAMMSA han propuesto instalar una FSRU 5 millas (8 km) frente a Playa
30 Rosarito, Baja California. La FSRU contaría con un sistema de un solo punto de amarra
31 y un ducto conectaría la FSRU con la orilla (MarineLog.com 2005). Como FSRU se
32 usaría un carguero de LNG convertido con una capacidad de almacenamiento de 4.4
33 millones de pies cúbicos (125,000 m^3) (Lindquist 2005b).

34 Según estimaciones de la CEC, la demanda de gas natural en Baja California crecerá
35 7.6% cada año (Parkurst 2002). Si una o más de estas terminales de LNG propuestas
36 se conectaran a la línea, la demanda de gas de Baja California, una región con 15
37 millones de habitantes, absorbería una parte considerable del suministro importado.
38 Como resultado, los proyectos mejicanos propuestos no podrían abastecer de gas
39 natural a California de manera suficiente o constante, pero en la combinación con otros
40 proyectos, podría constituir un componente del suministro de gas natural de California.

1 Dado que un terminal en Baja estaría en tierras o aguas territoriales de México, ni la
2 MARAD ni la CSLC tendrían competencia para adjudicar licencias a instalaciones de
3 ningún tipo. La MARAD tampoco tendría jurisdicción ya que el gas natural sería
4 transportado desde más allá de la plataforma continental hacia Estados Unidos. Por
5 ende, Estados Unidos no tendría control alguno sobre el diseño, la aprobación o
6 inspección de estas instalaciones.

7 Si bien los impactos potenciales de la terminal costa afuera de LNG en Baja California
8 no se producirían en California, dicha terminal no necesariamente tendría menos
9 efectos adversos sobre el ambiente que el proyecto propuesto, ya que muchos de los
10 impactos costa afuera serían equivalentes a los que se darían en aguas californianas.
11 Por otra parte, los efectos en tierra podrían ser mayores a los del proyecto propuesto,
12 debido a que cualquier terminal costa adentro de LNG dejaría una enorme huella en la
13 zona.

14 Esta alternativa fue descartada por las siguientes razones: primero, no iba a poder
15 cumplir con los propósitos y objetivos del proyecto propuesto de proveer al mercado de
16 California con un suministro cuantioso y seguro de gas natural; segundo, no iba a
17 reducir los efectos ambientales potenciales asociados al proyecto propuesto, sino
18 transferirlos a otra nación soberana. Por último, la permisología, las evaluaciones
19 ambientales y cualquier otro tipo de aprobación para una instalación de
20 almacenamiento y regasificación de LNG en Baja estarían fuera de la jurisdicción de la
21 CSLC y la MARAD.

22 En concreto, la selección por parte de las agencias de un sitio alternativo para el
23 Proyecto en México, en caso de que se propusiera, no podría hacerse cumplir ya que
24 ninguna agencia estadounidense tiene jurisdicción sobre proyecto alguno en México.
25 Además, en mayo de 2005, siete grupos ambientalistas de México y Estados Unidos
26 introdujeron una demanda contra la instalación Adentro De Baja California de Chevron
27 México bajo el Tratado Norteamericano de Libre Comercio (Lindquist 2005a). A la luz
28 de todos estos problemas, se determinó que un emplazamiento en Baja California
29 Norte no sería una alternativa razonable tal como se define en la NEPA y la CEQA y
30 que no se justificaba llevar a cabo análisis más detallados.

31 **3.3.6 Alternativas regionales costa afuera**

32 El Solicitante identificó a lo largo de la costa del Pacífico, otras ubicaciones potenciales
33 alternativas para la terminal costa afuera de LNG, sin especificar su localización exacta
34 durante la fase de determinación del alcance del Proyecto y el período de comentarios
35 de la EIS / EIR preliminar de octubre de 2004. En las siguientes secciones se evalúan
36 estas ubicaciones alternativas regionales.

37 **3.3.6.1 Washington / norte de Oregón**

38 Para la región noroeste de la costa del Pacífico se propusieron cinco terminales costa
39 adentro de LNG, incluyendo la instalación de LNG de Puerto Westward en el río
40 Columbia, a unas 7 millas (11.3 km) de Clatskanie, Oregón; el Proyecto Warrenton de

1 LNG en Warrenton, Oregón; la Terminal Northern Star de LNG en Bradwood, Oregón;
2 y la instalación Skipanon de LNG en Warrenton, Oregón (CEC Staff 2005). No se
3 conocen propuestas para terminales costa afuera.

4 Un área cercana a la desembocadura del río Columbia, a lo largo de la frontera de los
5 estados Washington y Oregón, se consideró como un lugar alternativo, pero se eliminó
6 posteriormente debido a que el desarrollo de una terminal de LNG en esta ubicación
7 habría requerido una mejora sustancial de la infraestructura de ductos existente a fin de
8 llegar al sur de California y esto habría tenido sus impactos respectivos sobre el
9 ambiente. Asimismo, si los navíos de LNG provienen de Australia, Sudamérica o el
10 sureste asiático, la distancia de navegación sería mayor que en el caso de que el
11 emplazamiento estuviera en California e incrementaría el costo del suministro de gas.
12 Esta alternativa no era razonable y terminó siendo descartada porque el sitio no era
13 adecuado, presentaba problemas de seguridad (condiciones de viento y oleaje costa
14 afuera) y otros aspectos ambientales de interés.

15 **3.3.6.2 Sur de Oregón / Norte de California**

16 Actualmente, el Proyecto Energético Jordan Cove, una terminal costa adentro de LNG
17 propuesta para la punta norte de la bahía Coos, Oregón, es el único proyecto de LNG
18 que ha sido propuesto para esta región del que se tenga conocimiento. La instalación
19 propuesta tendría una terminal receptora costa adentro que tendría una capacidad
20 promedio de suministro de gas natural de 200 millones de pies cúbicos (5.7 millones
21 m³) por día. La FERC está revisando actualmente esta solicitud. De aprobarse, las
22 operaciones comenzarían en 2008 (CEC Staff 2005). No se sabe de otras terminales
23 propuestas en la región.

24 El área Eureka se evaluó porque es la única ubicación entre el norte de California y el
25 sur de Oregón para una terminal costa afuera de LNG con acceso a los principales
26 sistemas de transmisión de gas de la Compañía de Gas y Electricidad del Pacífico
27 (PG&E). Sin embargo, los costos para mejorar los accesos existentes a estos sistemas
28 de transmisión de gas se juzgaron como altos. Esta alternativa también estaría
29 localizada lejos del sur de California y requeriría la construcción de numerosos ductos
30 nuevos, situación que llevaría a altos costos de construcción y que no reduciría los
31 impactos ambientales asociados al proyecto propuesto. Adicionalmente, las
32 condiciones del oleaje y viento fuera del puerto pueden ser severas y hacer al sitio
33 inadecuado para una terminal costa afuera. En su Estudio de una Terminal Costa
34 Afuera de GNL de 1978 (ver Sección 3.3.7.2, "Clasificación y selección de sitios costa
35 adentro para una terminal de GNL y estudio de una terminal de GNL costa afuera
36 (1978)") la Comisión Costera de California (CCC) descartó las áreas entre Point
37 Conception y la frontera de Oregón debido a las condiciones climáticas adversas (CCC
38 1978b). Esta alternativa se reconsideró para determinar si las condiciones habían
39 cambiado. Sin embargo, el viento, el oleaje y la niebla en esos emplazamientos podrían
40 hacer que las operaciones marítimas se tornaran más peligrosas y menos seguras.
41 Esta alternativa no es razonable y terminó siendo descartada porque el sitio no era
42 adecuado, presentaba problemas de seguridad (condiciones de viento y oleaje costa

1 afuera), porque se presentaban otros problemas ambientales y porque no cumplía con
2 la mayoría de los objetivos del proyecto propuesto.

3 **3.3.6.3 Bahía de San Francisco hasta Point Conception**

4 Actualmente no se ha planificado ni propuesto ningún proyecto de LNG para el área
5 entre la bahía de San Francisco y Point Conception. Las alternativas potenciales
6 consideradas en el norte y el centro de California incluyen emplazamientos entre la
7 bahía de San Francisco y la de Monterrey. Si bien la CCC eliminó áreas entre Point
8 Conception y la frontera con Oregón en su Estudio de una Terminal Costa Afuera de
9 LNG de 1978 debido a condiciones climáticas adversas, se han reconsiderado algunos
10 lugares para corroborar si las condiciones han cambiado desde entonces.

11 La posibilidad de emplazar un proyecto en la bahía de San Francisco y alrededor de
12 ella se descartó debido a la falta de lugares adecuados dentro de la bahía, y al hecho
13 de que las aguas frente a la bahía de San Francisco, entre la bahía de Bodega y
14 Monterrey, están repartidas entre tres santuarios marinos - los santuarios marinos de
15 Cordell Bank, el golfo de Farallones y el de la bahía de Monterrey. No hay sitios
16 disponibles en áreas remotas de la bahía donde se pueda ubicar una terminal.
17 Además, una terminal costa adentro que se había propuesto para la isla Mare fue
18 rechazada debido a la preocupación pública en torno a la seguridad de la instalación en
19 un área de gran densidad poblacional. Lo congestionado de las vías y áreas de
20 navegación podría representar un peligro para los cargueros de LNG. A su vez, la
21 presencia de este tipo de embarcaciones podría perturbar los numerosos de navíos
22 comerciales y de recreación que utilizan esta muy transitada bahía. Por todas estas
23 razones se determinó que la alternativa era inviable y que ésta incrementaba, en vez
24 de evitar, los impactos potenciales significativos sobre el ambiente.

25 Ubicar una estación en cualquier lugar costa afuera de la bahía de Monterrey
26 significaría que el terminal o el ducto costa afuera tendrían que cruzar el Santuario
27 Marino Nacional de la Bahía de Monterrey. Colocar una estructura en el santuario está
28 prohibido, porque alteraría el lecho marino (MBNMS 2005).

29 La infraestructura existente en esta región también requeriría mejoras significativas o la
30 construcción de ductos de mayor diámetro para distribuir el gas a los sistemas de
31 transmisión principales de PG&E. Además, la falta de áreas protegidas para los
32 cargueros de LNG limitaría los periodos de operación, debido a la severidad de las
33 tormentas invernales.

34 Las condiciones del viento y el oleaje en la franja costera entre Point Conception y la
35 bahía de Monterrey afectarían de manera significativa las operaciones de transferencia
36 entre los cargueros de LNG y la instalación flotante e incrementarían el riesgo de que
37 se produjeran derrames. Sin un refuerzo de casco, la dinámica del mar de fondo al
38 norte de Point Conception podría debilitar y poner en riesgo una estructura fija o
39 flotante comprometiendo su integridad estructural. Esta alternativa también se
40 localizaría lejos del sur de California y requeriría la construcción de nuevos ductos, con
41 lo cual se incurriría en altas tarifas de ductos. Asimismo, esta alternativa no reduciría

1 los efectos ambientales asociados al proyecto propuesto. Esta alternativa potencial se
2 eliminó debido a que las condiciones extremas de viento y oleaje no serían favorables
3 para una instalación de LNG y porque su uso entraría en conflicto con el uso previsto
4 para los santuarios marinos. Los sitios al norte de Point Conception no cumplirían con
5 la mayoría de los objetivos del Proyecto propuesto, están prohibidos dentro del
6 Santuario Nacional Marino de la Bahía de Monterrey y requerirían instalaciones
7 adicionales costa adentro para ductos. Por estas razones, la ubicación fue descartada.

8 **3.3.6.4 Los Ángeles hasta la frontera con México**

9 Entre la ciudad de Los Ángeles y la frontera con México se consideraron algunos
10 lugares para instalar una terminal costa afuera. Entre las directrices de evaluación de la
11 CCC para seleccionar la ubicación potencial de una terminal costa afuera de GNL está
12 la distancia entre ésta y los centros poblados más cercanos. Las áreas frente a la costa
13 de Los Ángeles y Long Beach fueron descartadas debido a que estaban próximas a
14 lugares de gran densidad poblacional y tráfico de embarcaciones. El puerto de San
15 Diego no es apropiado para una estación de GNL debido a que esta instalación podría
16 interferir con las operaciones de la Flota del Pacífico de la Armada de Estados Unidos,
17 que tiene su base en este puerto. La navegación de recreación en el puerto de San
18 Diego también representaría una situación difícil de seguridad para la terminal o los
19 cargueros de LNG. La existencia de un número significativo de sitios de disposición
20 final de químicos y armas convencionales también limita la ubicación de sitios
21 apropiados en el exterior del puerto de San Diego. Para que la terminal y el ducto
22 eviten estos sitios de disposición final, la terminal debería estar localizada cerca de las
23 principales rutas de navegación norte-sur, situación que es incompatible con la
24 ubicación de áreas de seguridad. Como se indicó anteriormente, la CCC eliminó las
25 áreas costa afuera de San Diego en su Estudio de Estaciones de LNG Costa Afuera de
26 1978. Por lo tanto, debido a que no fue posible identificar un sitio apropiado factible,
27 esta ubicación no se consideró para análisis posteriores.

28 **3.3.7 Ubicaciones específicas en California**

29 Varios lugares al sur de Point Conception y al norte del puerto de San Diego han sido
30 considerados en el pasado como emplazamientos potenciales para instalaciones de
31 LNG costa afuera y costa adentro. La historia de este análisis se discute a
32 continuación.

33 **3.3.7.1 Ley para la Ubicación de Terminales de GNL de 1977**

34 A principios de los setenta, varias entidades de servicios públicos propusieron
35 instalaciones para la importación de LNG en el Puerto de Los Ángeles, Oxnard y Point
36 Conception. Sin embargo, las agencias involucradas en la aprobación de la ubicación
37 no lograron ponerse de acuerdo. Para resolver este estancamiento, por lo menos a
38 escala estatal, la Legislatura de California decretó la Ley para la Ubicación de
39 Terminales de LNG de 1977 (que reemplazó el Código de Servicios Públicos de
40 California §§5550 *et seq.*). De acuerdo con la ley, la CPUC, con la opinión de la CCC y
41 la CEC, puede aprobar un sitio. La Ley para la Ubicación de Terminales de LNG fue

1 revocada en 1987. Como resultado, la CCC no está obligada a llevar a cabo un estudio
2 para seleccionar el sitio del proyecto propuesto. Hasta la fecha, no se conoce de plan
3 alguno para un estudio similar al que se realizó en los años setenta.

4 **3.3.7.2 Clasificación y selección de sitios costa adentro para una terminal de** 5 **LNG y estudio de una terminal de LNG costa afuera (1978)**

6 En 1978, bajo el mandato de la Ley para la Ubicación de Terminales de LNG de
7 California y basándose en sitios propuestos por el público y por ella misma, la CCC
8 evaluó 82 emplazamientos costa adentro y numerosas ubicaciones potenciales costa
9 afuera para terminales de LNG, como una agencia neutral y protectora del ambiente y
10 utilizando criterios específicos de ubicación (CCC, 1978a, 1978b). Estos dos estudios
11 constituyen a la fecha, la revisión más exhaustiva de emplazamientos potenciales para
12 terminales de LNG en California. Estos estudios también incluyeron un proceso de
13 consulta pública para las evaluaciones costa afuera y costa adentro, con la
14 participación de más de 700 personas interesadas.

15 La CCC no consideraba una solicitud específica en ese momento y, por lo tanto, no
16 existía ninguna predisposición a favor o en contra de alguna ubicación en particular.
17 Aunque la Ley para la Ubicación de Terminales de LNG fue derogada en 1987 y
18 muchas tecnologías han mejorado desde entonces (por ejemplo, los ductos pueden
19 colocarse a grandes profundidades), los criterios de localización son aún útiles e
20 importantes para la evaluación de emplazamientos alternativos potenciales. Las
21 conclusiones de dichos estudios se han empleado como un punto de partida del
22 análisis en este documento de alternativas de ubicación en California de terminales
23 costa afuera y costa adentro. Los siguientes párrafos resumen las conclusiones de los
24 estudios de la CCC. En el Apéndice E de este documento se incluyen extractos de
25 ambos estudios.

26 La ley especificaba un criterio poblacional de un máximo de 10 personas por milla
27 cuadrada (2.6 km²) en un radio de 1 milla (1.6 km) de la terminal y un máximo de 60
28 personas por milla cuadrada (2.6 km²) en un radio de 4 millas (6.4 km). Otros factores
29 considerados incluían las condiciones de viento, oleaje y neblina, cercanía a áreas
30 urbanas, fallas geológicas, condiciones del suelo y presencia de terrenos accidentados
31 (CCC 1978a).

32 *Resumen del análisis de emplazamiento para una terminal costa adentro de gas natural* 33 *licuado*

34 La CCC concluyó que cualquier terminal de LNG costa adentro tendría efectos graves
35 sobre los recursos costeros y que todos los sitios propuestos generarían efectos
36 adversos mayores sobre los recursos naturales marinos, la vida silvestre, las áreas de
37 recreación pública y otros recursos protegidos por la Ley Costera de California de 1976.
38 El ambiente marino sería modificado por las actividades de construcción, tales como la
39 apertura de zanjas, las voladuras y la colocación de pilotes. Las maniobras regulares
40 de los cargueros de LNG, las entregas de combustible y las actividades de los barcos
41 remolcadores generarían ruido y actividad permanentemente en las áreas usadas por

1 las aves y mamíferos marinos, incluyendo la ballena gris de California. Debido a que
2 todas las ubicaciones costa adentro están relativamente alejadas y no han sido
3 perturbadas, una terminal de LNG costa adentro también alteraría las características
4 del área y perturbaría poblaciones de fauna consideradas valiosas (CCC 1978a).

5 Cuatro lugares costa adentro cumplían con los criterios de densidad poblacional para
6 ubicar una terminal de GNL costa adentro y resultaron factibles luego de considerar las
7 condiciones adversas del viento, el oleaje, las fallas geológicas, las condiciones del
8 suelo y otros factores (CCC 1978a). Estos cuatro lugares, según la clasificación de la
9 CCC, eran: Cañón Horno en Campo Pendleton (Condado de San Diego), Cañón
10 Rattlesnake (Condado de San Luis Obispo), Little Cojo cerca de Point Conception
11 (Condado de Santa Bárbara) y Cañón Deer (Condado de Ventura). Una vez
12 completada la clasificación, se encontró una falla geológica cerca del emplazamiento
13 en Little Cojo. Debido a que había una solicitud pendiente para el sitio, éste requería de
14 más estudios. La CPUC aprobó condicionalmente Point Conception –Little Cojo-
15 dependiendo de que tan segura demuestre ser en caso de terremotos, debido a su
16 ubicación alejada, pero los proponentes cancelaron el proyecto cuando determinaron
17 que el precio del gas natural en aquella época hacía del LNG un producto poco
18 competitivo (CCC 1978a).

19 *Resumen del análisis de una terminal costa afuera de gas natural licuado*

20 Paralelamente a la preparación de la evaluación de la clasificación de terminales, la
21 CCC realizó un estudio similar para un terminal costa afuera. Los principales criterios
22 de selección especificaban que el sitio debía estar ubicado en aguas con profundidades
23 menores a 750 pies (229 metros), debido a limitaciones para instalar el ducto
24 submarino, contar con un lecho marino de pendientes suaves, y con vientos, oleaje y
25 mar de fondo apropiados. Estos aspectos se describen con mayor detalle en la Sección
26 3.3.7.4 “Ubicaciones alternativas costa afuera en California” Tal como se indicó
27 previamente, la limitación de la profundidad ya no se aplica gracias a los avances
28 tecnológicos que permiten que los ductos sean instalados en aguas más profundas.

29 Las áreas costa afuera del centro y norte de California, entre Point Conception y la
30 frontera de Oregón, se eliminaron como alternativas debido a las condiciones climáticas
31 adversas y la presencia de operaciones militares, el tráfico marítimo y los recursos
32 marinos y costeros. No se aplicaron criterios de densidad poblacional para el
33 establecimiento de la instalación costa afuera. Sin embargo, se eliminaron los
34 emplazamientos ubicados a menos de 4 millas (6.4 km) de poblaciones permanentes
35 con 1.800 habitantes. Por esta razón, se descartaron las áreas costa afuera de Los
36 Ángeles, Long Beach y San Diego.

37 El estudio evaluó siete zonas y luego 16 sitios entre Point Conception y la frontera con
38 México. Al final, se seleccionaron siete sitios como emplazamientos potenciales de
39 estaciones, incluyendo Ventura Flats, costa afuera de del cañón Deer, costa afuera de
40 Campo Pendleton, costa afuera del Chinese Harbor, costa afuera de Smuggler’s Cove,
41 costa afuera de San Pedro Point y Bechers Bay. Ventura Flats fue elegida como la
42 mejor ubicación.

1 3.3.7.3 Ubicaciones alternativas costa adentro en California

2 Según el documento de la CEC publicado en 2003 y titulado "Gas natural licuado en
3 California: Historia, riesgos y ubicación", los criterios para seleccionar sitios empleados
4 por la CCC y la CPUC en los años setenta aún se pueden aplicar (Marks *et al.* 2003).
5 Como se indicó anteriormente, la CCC seleccionó Cañón Horno en Campo Pendleton,
6 Cañón Rattlesnake, Little Cojo en Point Conception y Cañón Deer como lugares que
7 mejor cumplían con sus criterios para la ubicación de una terminal costa adentro de
8 LNG. La CPUC aprobó con condiciones el sitio en Point Conception, que en ese
9 entonces era de propiedad de Southern California Edison (SCE) y PG&E (Ahern 1980).
10 En la Figura 3.3-1 se muestran las alternativas costa adentro y costa afuera del
11 proyecto propuesto y sus ubicaciones.

12 En su estudio de 1978, la CCC no rechazó formalmente el emplazamiento costa
13 adentro en Point Conception porque no podía hacerlo según las restricciones de la Ley
14 de Terminales de LNG de 1977 (había una solicitud de uso pendiente para esta área).
15 Sin embargo, el informe expresaba graves inquietudes en relación con las condiciones
16 sísmicas del área. Los actuales propietarios del emplazamiento en Point Conception,
17 aprobado en 1978 –las haciendas Bixby Ranch, Hollister Ranch y la fundación Archer
18 Trust– rechazaron el uso de sus tierras para el desarrollo industrial y están
19 considerando establecer una servidumbre de conservación para su propiedad (Staffier
20 2004; Kimball 2004). Como conclusión, este sitio no puede considerarse como una
21 alternativa viable para una terminal costa adentro debido a las condiciones sísmicas y
22 el conflicto en el uso de la tierra.

23 Instalar una terminal costa adentro de LNG sobre una de las islas Channel no es viable
24 debido al conflicto potencial de usos de la tierra. Las islas al norte de la instalación
25 propuesta están bajo la jurisdicción del Servicio Nacional de Parques de Estados
26 Unidos (NPS). La isla Santa Bárbara, ubicada al sur del emplazamiento propuesto en
27 Puerto Cabrillo, también forma parte del Parque Nacional de las Islas Channel (CINP).
28 Algunas de las disposiciones del Título 36 del Código de Regulaciones Federales,
29 Capítulo 1, Partes 1-7, autorizadas por el Título 16 del Código de Estados Unidos, § 3,
30 se aplican a todas las tierras y masas de agua administradas por el NPS ubicadas
31 dentro del CINP. Estas disposiciones tienen como finalidad conservar los organismos
32 marinos sensibles y los demás recursos encontrados en las aguas costeras del CINP.
33 Entre las restricciones se incluyen las limitaciones al tráfico de embarcaciones y al uso
34 público, el cierre de áreas especiales y las designaciones de usos y actividades
35 específicos (NPS 2004).

36 La presencia de una terminal de LNG entraría en conflicto con el propósito que se
37 pretende dar al CINP, por lo que no sería una alternativa razonable ni factible. Otra
38 razón es que la isla de San Nicolás es propiedad de la armada de Estados Unidos, que
39 la usa en parte para realizar pruebas de misiles y artillería. La presencia de una
40 terminal de GNL entraría en conflicto con este uso y por ello no podría ser considerada
41 una alternativa razonable ni factible. Ningún lugar costa adentro del territorio de las
42 islas Channel sería viable como alternativa, de ahí que se descartara la posibilidad de

1 que en este documento se analizara más a fondo la instalación costa adentro de una
2 terminal de GNL sobre una de las islas Channel.

3 En comparación con el lugar propuesto por el Solicitante, las terminales costa adentro
4 de LNG, a pesar de ser viables, no evitarían ni disminuirían cualquiera de los efectos
5 potenciales significativos sobre el ambiente asociados al proyecto propuesto. Según la
6 Ley de Puertos de Aguas Profundas, la MARAD sólo podría considerar un puerto de
7 aguas profundas a más de 3 millas náuticas (3.45 millas o 5.56 km) de la costa.

8 Sound Energy Solutions ha propuesto una terminal costa adentro de LNG en el Puerto
9 de Long Beach y para ello la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC) y
10 el Puerto de Long Beach han publicado el borrador de EIS / EIR. La MARAD y la CSLC
11 no tienen autoridad para otorgar la licencia de este proyecto. La terminal costa adentro
12 de LNG en el puerto de Long Beach podría recibir autorización independientemente de
13 que se otorgara la licencia de Puerto Cabrillo pero ambos proyectos también podrían
14 ser autorizados de manera simultánea. Por ello, la terminal costa adentro de LNG en el
15 puerto de Long Beach compite como proyecto y no podría ser considerado como una
16 verdadera alternativa al proyecto propuesto. Sin embargo, en la Sección 4.20, "Análisis
17 de impactos acumulativos", se evalúan los efectos acumulativos potenciales de ambas
18 instalaciones.

19 **3.3.7.4 Ubicaciones alternativas costa afuera en California**

20 Nueve emplazamientos costa afuera se evaluaron como alternativas potenciales al
21 proyecto propuesto: siete lugares identificados en el Estudio de Terminales Costa
22 Afuera de LNG publicado en 1978 por la CCC, y dos sitios identificados durante la fase
23 pública de la determinación del alcance del proyecto (Anacapa y la zona oeste de las
24 islas Channel). En la Sección 4.20, "Análisis de impactos acumulativos", se evalúa la
25 propuesta de Crystal Energy para construir una terminal de LNG costa afuera en la
26 plataforma Grace, para la que se prevé se preparará una EIS / EIR independiente. Los
27 criterios de evaluación del estudio de la CCC incluyeron: (1) propiedad, uso y
28 características del área circundante a cada sitio; (2) disponibilidad del sitio (3), recursos
29 de recreación, (4) biología terrestre y marina, (5) aspectos geológicos y de ingeniería
30 que influyen en la factibilidad de la terminal, (6) elección de diseños, (7) impactos y
31 factibilidad de las rutas de los ductos, (8) condiciones marítimas y (9) costos de
32 construcción.

33 Los siguientes análisis utilizan los criterios de 1978 y actualizan la información según
34 sea necesario. Ninguna de estas ubicaciones, con la excepción de Ventura Flats, se
35 consideró para posteriores análisis por las razones que se detallan más adelante. La
36 alternativa de Ventura Flats se explica en la Sección 3.4.2, "Emplazamiento alternativo
37 de puerto de aguas profundas, ducto submarino, cruce costero y ducto costa adentro –
38 Alternativa Canal de Santa Bárbara / Cruce costero Mandalay / Ducto Gonzáles Road".
39 En el presente documento esta alternativa se denomina "Alternativa Canal de Santa
40 Bárbara / Cruce costero Mandalay / Ducto González Road".

Inserción – (1 de 2)

Figura 3.3-1 Puerto de aguas profundas de gas natural licuado Puerto Cabrillo y alternativas potenciales consideradas

Inserción – (2 de 2)

- 1 Figura 3.3-1 Puerto de aguas profundas de gas natural licuado Puerto Cabrillo y
- 2 alternativas potenciales consideradas

1 Paso Gaviota

2 El paso Gaviota, cerca de la costa, aproximadamente 15 millas (24 km) al este de Point
3 Conception, fue considerado como una ubicación alternativa costa afuera. El paso
4 Gaviota está bastante cerca de dos sitios costa adentro, Little Cojo y Las Varas, los
5 cuales fueron evaluados en el Informe Final de la Evaluación y Clasificación de Sitios
6 para Terminales de LNG publicado en 1978 por la CCC. Las Varas fue rechazado
7 como emplazamiento potencial debido a la presencia de una falla sísmica. Una falla
8 similar fue encontrada en Little Cojo. La CCC no consideró lugares costa afuera en el
9 área del condado de Santa Bárbara porque "cualquier terminal de LNG costa afuera
10 cerca de la costa continental en la parte occidental del canal de Santa Bárbara entraría
11 en conflicto con los valiosos recursos marinos y recreativos presentes allí" (CCC
12 1978b). El paso Gaviota no fue considerado como emplazamiento costa afuera debido
13 a la actividad sísmica potencial del área y la posibilidad de perturbar los recursos
14 marinos y recreativos presentes en esa parte del canal de Santa Bárbara.

15 Costa afuera de Campo Pendleton

16 El informe de la CCC de 1978 identificó un lugar costa afuera de Campo Pendleton
17 aproximadamente entre 1.5 millas y 3 millas (2.4 km a 4.8 km) costa afuera de un largo
18 tramo de la línea costera del condado de San Diego. La CCC concluyó que tanto una
19 instalación flotante como una fija serían viables ya que el área cumple con los criterios
20 geotécnicos, de densidad poblacional y de recursos marinos. Sin embargo, la CCC
21 también reconoció que había problemas sísmicos potenciales, conflicto con actividades
22 recreativas, problemas de seguridad y estética. Actualmente, como se describe a
23 continuación, a pesar de los avances tecnológicos, los aspectos negativos potenciales
24 se han incrementado desde que la CCC publicó su informe en 1978.

25 Por ejemplo, el sitio costa afuera de Campo Pendleton sería muy visible para la
26 mayoría de personas que viajan por la Carretera Interestatal 5. Su presencia también
27 reduciría la experiencia recreativa de quienes visiten la playa del Parque Estatal San
28 Onofre y restringiría el acceso de los botes locales y de pesca deportiva, debido a que
29 existiría una zona de exclusión alrededor de las instalaciones y de cualquier carguero
30 de LNG cercano. Asimismo, la población de las áreas que rodean Campo Pendleton
31 se ha incrementado desde la recomendación original de 1978: San Clemente ha
32 incrementado su población en casi 23,000 habitantes desde 1980, mientras que
33 Oceanside ha incrementado su población en casi 33,000 habitantes desde 1990.
34 (Ciudad de Oceanside, 2001). Además, existe una falla 4 millas (6.4 km) costa afuera.

35 La infantería de marina de Estados Unidos también emplea las aguas frente a Campo
36 Pendleton para realizar maniobras militares de entrenamiento de tipo anfíbio. En junio
37 de 2004 el área de entrenamiento de la Embarcación Anfibia de Asalto Avanzada de la
38 Armada (AAAV) se extendió mar adentro de 3 millas náuticas (4 millas o 6 km) a
39 aproximadamente 25 millas náuticas (29 millas o 46 km) frente las playas de Campo
40 Pendleton, para ejecutar ejercicios de entrenamiento en el horizonte con la AAAV. El
41 uso del océano costa afuera de Campo Pendleton por parte del Departamento de
42 Defensa, podría imposibilitar las operaciones normales de una instalación de LNG,

1 debido a la zona de exclusión que rodearía a los cargueros de LNG y a las
2 instalaciones. Por ende, instalar una terminal de LNG en cualquier parte del área de
3 entrenamiento oceánico para los vehículos AAV podría perturbar los ejercicios, las
4 maniobras de entrenamiento y el tráfico navales. En 2004, Chevron anunció que estaba
5 evaluando emplazamientos viables, incluyendo el área costa afuera de Campo
6 Pendleton, para instalar una instalación de LNG en aguas del estado que prestara
7 servicio al sur de California. Cuando tan, la facilidad propuesta no sería un puerto de
8 agua profunda del Acto del Puerto. Sin embargo, en junio de 2005, Chevron notificó
9 que no tenía intenciones de seguir con el proyecto (CEC 2005c).

10 Además, debido a la distancia propuesta de la ubicación en relación con la orilla, los
11 cargueros de LNG tendrían que cruzar las rutas de navegación para llegar a la terminal
12 de LNG, lo cual perturbaría el tráfico de embarcaciones comerciales. Las
13 embarcaciones recreativas en tránsito tendrían que bordear la zona de seguridad.
14 Dado que el sitio estaría relativamente cerca de la costa, se asume que el número de
15 embarcaciones de recreación transitando la zona sería considerable y que los impactos
16 sobre este tipo de tráfico serían negativos.

17 Esta alternativa fue descartada debido a que no iba a impedir los impactos
18 significativos potenciales sobre el ambiente, especialmente debido a la cercanía de la
19 costa. Además, la alternativa también tendría impactos significativos sobre la
20 recreación, los recursos visuales, la seguridad y salud de la población, así como
21 también conflictos con el uso de la tierra. Asimismo, si se instalara una terminal dentro
22 del área de entrenamiento oceánico para vehículos AASV, esto tendría impactos
23 significativos potenciales sobre la capacidad de la Armada de entrenar en Campo
24 Pendleton. Finalmente, la facilidad propuesta no habría sido susceptible a las
25 provisiones del Acto de agua profunda del Puerto.

26 **Costa afuera del cañón Deer**

27 Aunque una terminal flotante ubicada 1 milla (1.6 km) costa afuera del Cañón Deer
28 sería una alternativa técnicamente viable, algunos de los factores considerados como
29 favorables en 1978 ya no lo son. Por ejemplo, las montañas de Santa Mónica no se
30 consideraron como un área de recreación nacional hasta después de 1978 (Servicio de
31 Parque Nacionales, 2002). Además, incluso en ese tiempo, el informe de la CCC
32 reconoció que existirían efectos visuales significativos en las áreas de recreación
33 cercanas, como los parques estatales Leo Carillo y Point Mugu y las montañas de
34 Santa Mónica. Dado que este lugar estaría sólo 1 milla (1.6 km) costa afuera, la
35 instalación podría verse desde la State Route 1 y representar una amenaza potencial a
36 la seguridad pública si un accidente ocurriera. Los cargueros de GNL también tendrían
37 que cruzar el esquema de separación del tráfico de embarcaciones y con ello
38 perturbaría las actividades recreativas en la costa y el tráfico de embarcaciones
39 comerciales. Asimismo, el informe citaba conflictos potenciales con las actividades del
40 Centro de Pruebas del Alcance de Misiles del Pacífico y la concesión de un lote
41 petrolero del Estado. Actualmente, no hay conflictos con el centro de pruebas de
42 misiles o con concesionario alguno del estado. Sin embargo, esta alternativa tendría un
43 efecto estético adverso y un impacto significativo sobre las actividades recreativas.

1 Esta alternativa potencial se eliminó porque podía tener efectos significativos sobre la
2 estética del área, la seguridad pública, el tráfico de embarcaciones y las actividades
3 recreativas. Los sitios potenciales ubicados más de 1 milla (1.6 km) costa afuera del
4 Cañón Deer pero en la porción más cercana a la costa del esquema de separación del
5 tráfico de embarcaciones, tendrían efectos adversos similares. Alejarse de la costa
6 reduciría y los impactos sobre la estética, el tráfico marítimo y las actividades
7 recreativas pero al mismo tiempo incrementaría el potencial de interferir con el tráfico
8 de embarcaciones comerciales.

9 **Costa afuera de Chinese Harbor, Smugglers Cove, San Pedro Point, y Bechers** 10 **Bay**

11 Los emplazamientos de Chinese Harbor, Smugglers Cove y San Pedro Point están
12 costa afuera de la isla de Santa Cruz, mientras que el emplazamiento en Bechers Bay
13 está costa afuera de la isla Santa Rosa. Todos estos lugares se consideran
14 inaceptables debido a que están dentro del Parque Nacional y Santuario Marino de las
15 Islas Channel, decretado como tal en 1980², y debido a la importancia biológica de los
16 recursos del área. (NOAA 1983).

17 Algunas disposiciones del Título 36 del Código Federal de Regulaciones –Parques,
18 Bosques y Propiedad Pública– Capítulo 1, Partes 1-7, autorizado por el Título 16 del
19 Código de Estados Unidos, § 3, se aplican a todas las tierras y masas de agua
20 administradas por la NPS dentro de los límites del Parque Nacional de las Islas
21 Channel (CINP). Estas disposiciones tienen como fin proteger los organismos marinos
22 sensibles y demás recursos que se encuentran en las aguas costeras del CINP. Entre
23 las restricciones que se imponen está el tráfico limitado de embarcaciones marítimas,
24 las limitaciones al uso público, el cierre de áreas especiales y las designaciones para
25 usos o actividades específicos (NPS 2004).

26 La aprobación de una instalación de LNG en estos emplazamientos es poco probable
27 debido a que estaría en conflicto con el uso de la tierra previsto para el parque nacional
28 o el santuario marino. Por lo tanto, estas alternativas potenciales se descartaron y no
29 serán consideradas más a fondo.

30 **Anacapa**

31 Anacapa fue propuesta como emplazamiento alternativo por el Solicitante y está
32 localizada aproximadamente 14 millas náuticas (16 millas o 26 km) costa afuera de
33 Point Mugu y a 9.5 millas náuticas (11 millas o 17.6 km) de la isla de Anacapa, que es
34 parte del Santuario Marino Nacional de las Islas Channel (CINMS) (ver Figura 3.3-1). Al

² El Parque Nacional de las Islas Channel (CINP) se fundó en 1980 por la Ley Pública 96-199. Las aguas entre las 6 millas náuticas (6.9 millas o 11.1 km) al norte de las islas Channel (Islas San Miguel, Santa Rosa, Santa Cruz y Anacapa) y la isla Santa Bárbara fueron inicialmente designadas como un santuario marino nacional en 1980, de acuerdo con el Título III de la Ley de Protección e Investigación Marina y Santuarios Naturales. El santuario se extiende entre 8 y 40 millas náuticas (9.2 y 46 millas o 14.8 y 74 km) del territorio continental del sur de California, al norte de Los Ángeles y al sur del canal de Santa Bárbara (ver Servicio de Parques Nacionales 2003.)

1 igual que en el caso de otros emplazamientos dentro del CINMS, es poco probable que
2 se apruebe una instalación de LNG porque no sería compatible con el uso de la tierra
3 que se pretende dar al santuario. Entonces, debido a su inviabilidad, esta alternativa ha
4 sido descartada y no será analizada más a fondo.

5 **Extremo occidental de las islas Channel**

6 Durante el periodo público de la fase de determinación del alcance del proyecto, se
7 sugirió que el extremo occidental de las islas Channel podía ser un lugar alternativo
8 para el puerto de aguas profundas (ver Figura 3.3-1). Esta alternativa se descartó como
9 inviable porque estaría ubicada en el CINMS. Además, las profundidades del agua en
10 el extremo occidental de las islas Channel son mayores que las de la ubicación
11 propuesta para el anclado, las pendientes son inclinadas (esto haría difícil delinear la
12 ruta de un ducto submarino desde este lugar hasta la orilla) y las condiciones del viento
13 y el oleaje pueden ser severas. Asimismo, dependiendo de la ubicación, las
14 operaciones de una FSRU en el extremo occidental de las islas Channel, donde la
15 Armada lleva a cabo maniobras de ejercicio, podría interferir con las actividades de
16 esta fuerza. Esta área también cruza varias rutas de migración de ballenas. La
17 alternativa potencial fue eliminada por ser inviable.

18 **3.3.8 Conceptos alternativos de puertos de aguas profundas**

19 Dos de los conceptos asociados a tecnologías de puertos de aguas profundas que se
20 consideraron como alternativas potenciales, pero que luego se descartaron para
21 análisis en este documento fueron el de una terminal fija costa afuera de LNG y el de
22 una estructura de gravedad. Las razones para su eliminación se detallan a
23 continuación.

24 **3.3.8.1 Alternativas para una terminal fija costa afuera de gas natural licuado**

25 Hay dos posibles alternativas asociadas a plataformas para terminales costa afuera de
26 LNG. La primera consiste en el uso de una plataforma petrolera existente y la segunda
27 considera la construcción de una nueva plataforma. A continuación se presentan las
28 descripciones de estas alternativas y las razones por las que se descartaron.

29 **Alternativa para una terminal instalada sobre una plataforma existente**

30 Una de las alternativas para una terminal fija consiste en el uso de una plataforma
31 petrolera existente. Actualmente existen 27 plataformas de producción de gas y
32 petróleo que operan en aguas federales o del estado en el canal de Santa Bárbara, la
33 cuenca de Santa María y frente a las costas de Los Ángeles y Long Beach.

34 Las plataformas petroleras costa afuera sólo pueden usarse para el fin para el que
35 fueron autorizadas. Alterar o convertir la función de una plataforma petrolífera costa
36 afuera para uso exclusivo como una terminal de LNG costa afuera o uso combinado
37 como una terminal de LNG costa afuera y una instalación de producción de gas y
38 petróleo requeriría un nuevo Plan de Desarrollo y Producción para esa plataforma,
39 aprobado por el Servicio de Manejo de Minerales del Departamento del Interior de

1 Estados Unidos. La conversión de una plataforma de crudo o gas operativa en una
2 instalación diferente a la originalmente permitida puede ser costosa y consumir mucho
3 tiempo. Este proceso nunca se ha llevado a cabo exitosamente.

4
5 Actualmente, la mayoría de las plataformas petroleras costa afuera tienen más de 20
6 años de instaladas y no se construyeron para atracar cargueros de LNG ni albergar
7 equipo de soporte. Sería necesario llevar a cabo un análisis estructural exhaustivo para
8 determinar si una plataforma en particular puede extender su vida útil y albergar un
9 puerto de aguas profundas para LNG. La inclusión de la capacidad para atracar
10 embarcaciones en la plataforma generaría un objeto de gran tamaño en el panorama y
11 alargaría la presencia de cualquier efecto visual adverso.

12
13 Una terminal de LNG en una plataforma petrolífera costa afuera no tendría capacidad
14 suficiente de almacenamiento para cumplir los objetivos del proyecto propuesto.
15 Seguramente, sería una instalación de regasificación directa de una amarra similar a la
16 del proyecto propuesto por Crystal Energy. Tal como se hizo mención en el Capítulo
17 1.0, "Introducción", uno de los propósitos del proyecto de puerto de aguas profundas
18 Puerto Cabrillo es proveer capacidad adicional de almacenamiento de gas natural. De
19 ahí que una instalación de LNG asociada con una plataforma petrolera costa afuera no
20 cumpliría con el propósito del proyecto propuesto. La alternativa de utilizar una
21 plataforma existente fue descartada ya que no habría cumplido con los objetivos y
22 propósitos del proyecto propuesto, ni podía proveer suficiente capacidad de
23 almacenamiento. Tampoco había suficiente información disponible para analizar esta
24 alternativa con el mismo grado de detalle que el proyecto propuesto.

25 La propuesta de Crystal Energy para construir una terminal de LNG costa afuera en la
26 plataforma Grace será evaluada en una EIS / EIR independiente. El propósito que se
27 buscaría es el de satisfacer el mercado de gas natural de entrega inmediata, por lo que
28 no podría garantizar un suministro constante de gas natural. Dado que puede obtener
29 licencia y operar simultáneamente con Puerto Cabrillo, sería apropiado evaluar sus
30 efectos potenciales dentro del contexto de los impactos acumulativos (ver Sección
31 4.20, "Análisis de impactos acumulativos").

32 **Terminal Alternativa de un terminal nuevo construido sobre una plataforma fija**

33 Como se indicó anteriormente, una estación en una plataforma puede diseñarse para
34 recibir, regasificar LNG y enviar gas natural a la costa a través de gasoductos. No
35 obstante, no sería técnicamente posible considerar una plataforma en la misma
36 ubicación del proyecto propuesto porque hasta la fecha las plataformas fijas no se
37 pueden construir a la profundidad propuesta para el puerto de aguas profundas
38 (aproximadamente 2,900 pies [884 m]). Hasta la fecha, se han instalado plataformas
39 fijas a profundidades de 1,353 pies (412 m). También se han instalado pilotes flexibles
40 y plataformas oscilantes a profundidades de 1,753 pies (534 m). Sólo las instalaciones
41 flotantes han podido ser instaladas a profundidades mayores (Offshore Magazine
42 2005).

1 Dada la oposición pública para las plataformas existentes en el canal de Santa
2 Bárbara, un nivel de oposición similar o mayor se esperaría para cualquier nueva
3 plataforma propuesta. Una nueva plataforma no sólo tendría efectos visuales para
4 aquellas personas que viven y usan el entorno, si no que además tendría efectos
5 ambientales mayores que la conversión de una plataforma existente, ya que los
6 impactos asociados a la instalación de plataformas existentes ya se produjeron.

7 Un terminal de LNG instalado sobre una plataforma fija también tendría que ser
8 construida más cerca de la orilla que el lugar que se ha propuesto para el proyecto. Si
9 se instalara una a una distancia más cercana a la costa, a profundidades factibles, esto
10 crearía un peligro adicional en la navegación en el canal de Santa Bárbara y la zona de
11 exclusión afectaría muchas actividades comerciales y de recreación marítimas porque
12 estaría en un área de alto tránsito de embarcaciones. Considerando que la plataforma
13 estaría anclada al fondo marino, existiría un mayor riesgo de que sea afectada por la
14 actividad sísmica local que una estructura flotante. Entonces, debido a que los efectos
15 ambientales y de seguridad serían mayores que los del proyecto propuesto, esta
16 alternativa no se consideró para una evaluación posterior en el presente documento.

17 **3.3.8.2 Estructura basada en la gravedad**

18 Un concepto alternativo costa afuera es el de un terminal fijo de LNG, basado en la
19 gravedad. Una estructura de gravedad es una que permanece asegurada sobre el
20 lecho marino principalmente debido a la gravedad. Una estructura de gravedad puede
21 construirse costa adentro (usualmente con hormigón), llevarse hasta un lugar flotando e
22 instalarse para conformar un área de anclaje de tanques de LNG y un puerto estable
23 para el equipo de regasificación. Esta instalación como esta podría colocarse en una
24 parte nivelada y estable del fondo marino. Los factores que influyen en la elección de
25 este diseño son: facilidad para la construcción, clima, seguridad, embarque, aspectos
26 ambientales, geología del lecho (incluyendo la profundidad) y permisos.

27 Sin embargo, las estructuras de gravedad no son apropiadas para la profundidad del
28 agua existente en el emplazamiento del puerto de aguas profundas propuesto
29 (aproximadamente 2,900 pies [884 m]), y por lo tanto tendrían que ser ubicadas cerca a
30 la costa. La estructura de gravedad de aguas profundas hecha en hormigón instalada a
31 mayor profundidad es la plataforma Troll A, en el mar del Norte, la cual está instalada a
32 1,148 pies (350 m) de agua (Norske Shell 2006). Esta instalación no es de LNG. En
33 general, las estructuras de gravedad son más económicas en profundidades superiores
34 a los 100 pies (30.5 m). La instalación de LNG propuesta inicialmente costa afuera de
35 Campo Pendleton dentro de las aguas del estado era una estructura basada en la
36 gravedad.

37 Esta alternativa potencial para la estación no se consideró debido a que no es
38 técnicamente factible en la ubicación propuesta ni en ningún otro sitio de atributos
39 similares, por ejemplo distancia de la costa, y además porque no podría estar más
40 cerca de la orilla ya que generaría mayores efectos visuales y problemas de tráfico
41 marítimo que el proyecto propuesto.

1 3.3.8.3 Terminal flotante de gas natural licuado costa afuera

2 Regasificación directa con un único punto de amarre

3 El concepto de regasificación en un único punto de amarre se consideró pero se
4 eliminó como alternativa porque no servía para los propósitos y necesidades del
5 proyecto propuesto.

6 Este sistema se basa en una boya única con una torreta de descarga anclada al lecho
7 marino, que permanece sumergida a una profundidad que oscila entre 82 y 131 pies
8 (25 m y 40 m). Cuando un carguero de GNL con el equipo apropiado se acerca a la
9 boya, la embarcación engancha la boya con un cono en la parte inferior del casco.
10 Dentro de la boya se encuentra una torreta con una conexión compatible con el sistema
11 de amarre y ascenso, por ejemplo un ducto múltiple en el fondo del mar. La porción
12 saliente del casco de la boya rota libremente. Actualmente, estos sistemas operan a
13 profundidades comprendidas entre los 279 y 1,148 pies (85 m a 350 m) con oleaje de
14 hasta 53.8 pies (16.4 m) de altura. Varias pruebas en la cuenca oceánica han
15 corroborado la factibilidad de estos sistemas de amarras para profundidades
16 comprendidas entre 131 pies y 2,958 (40 m a 900 m). Los sistemas de torreta
17 sumergida operativos tienen entre 8 y 12 líneas de anclaje y permanecen anclados ya
18 sea por pilotes, succión o anclas de arrastre (APL 2005). El Puerto de Cabrillo utilizaría
19 nueve anclas de arrastre, de ahí que el sistema de amarre de un solo punto podría
20 tener un impacto sobre el lecho marino un tanto menor o mayor que el del proyecto
21 propuesto.

22 Con una tecnología de carga mediante una torreta sumergida se requieren cargueros
23 de LNG con equipo de regasificación a bordo especialmente diseñados. Luego de
24 atracar, el carguero de LNG regasificaría el gas natural licuado a bordo y lo enviaría a
25 través del punto de amarre mediante un tubo ascendente flexible al ducto submarino.
26 La regasificación de los 3 mil millones de pies cúbicos (85 millones m³) de gas natural
27 que conforman aproximadamente la carga completa de un carguero de LNG tomaría
28 entre seis y siete días (Bryngelson 2004).

29 Un ejemplo de este concepto de puerto de aguas profundas sería el uso de un amarre
30 de un solo punto como el que se instaló para el proyecto Gulf Gateway Energy Bridge
31 DWP de Excelerate (antes conocido como El Paso Energy Bridge Gulf of Mexico), el
32 cual comenzó a operar en marzo de 2005 (ver Figura 3.3-2). El tipo de tecnología de
33 regasificación usada por este puerto de aguas profundas se denomina protección y
34 tubo ("shell and tube") y consiste en varios tubos de diámetro pequeño que se colocan
35 dentro de otro más grueso que sirve de protector. El LNG es transportado a través de
36 los tubos pequeños y el agua de mar fluye a través del tubo más grueso, lo que genera
37 un intercambio de calor entre los dos fluidos separados por la pared del tubo.



Fuente: Excelerate Energy 2004.

Figura 3.3-2 Ejemplo de un terminal tipo Energy Bridge

1 Con la tecnología "shell and tube" se pueden emplear dos sistemas de vaporización:
 2 uno basado en el flujo de agua para calentar (circuito abierto) u otro de calentamiento
 3 por vapor (circuito cerrado). El Gulf Gateway Energy Bridge de Excelerate utiliza ambas
 4 tecnologías en sus operaciones. En la configuración de circuito abierto, el carguero de
 5 LNG bombearía agua de mar desde tomas ubicadas en el casco de la embarcación
 6 debajo de la línea de flotación. El agua de mar es la fuente de calor empleada para
 7 calentar el LNG. El agua viaja a través del vaporizador "shell and tube" para hacer que
 8 el gas natural pase de su fase líquida (LNG) a gaseosa. El sistema de circuito abierto
 9 solo funciona cuando la temperatura del agua es igual o superior a los 42° F (5.5° C).

10 El impacto negativo sobre el ambiente del sistema de circuito abierto incluye la
 11 substancial toma y el vertido de agua de mar. Un sistema de circuito abierto requeriría
 12 una toma diaria de 76.1 mil millones de galones (288,000 m³) de agua de mar para
 13 alcanzar un suministro de 500 millones de pies cúbicos (14.2 millones m³) por día. El
 14 agua de mar que pasa a través del sistema de circuito abierto sería liberada 13.5° F
 15 (10.3° C) por debajo de la temperatura a la que ingresó al sistema (USCG 2003). La
 16 toma de agua de mar también podría vulnerar o arrastrar larvas o huevos de peces, y el
 17 vertido de agua relativamente más fría podría tener un efecto adverso sobre la fauna y
 18 flora marina que habita en el área circundante.

19 Para el proyecto Gulf Gateway de Excelerate, el agua de mar pasa por un sistema
 20 antincrustante de cátodo de cobre para evitar que el equipo a bordo se ensucie y
 21 prevenir que flora y fauna marina se establezcan a lo largo de la ruta de navegación.
 22 Con el sistema se pueden desprender pequeñas concentraciones de cobre. Como
 23 condición para el otorgamiento de la licencia, Gulf Gateway debe apagar el sistema
 24 antincrustante de cobre mientras los vaporizadores de regasificación estén operando
 25 en modo de circuito abierto con agua templada. La concentración aproximada de cobre
 26 liberada sería de 2 partes por mil millones (USCG 2003).

1 Por su parte, en el sistema de circuito cerrado, las calderas de propulsión calentarían el
 2 agua que circule por el vaporizador tipo "shell and tube" y ésta a su vez calentaría el
 3 LNG. Luego de calentar el LNG en el vaporizador, el agua circularía a través del
 4 calentador a vapor para recalentar el agua y volvería a pasar por el vaporizador (USCG
 5 2003). El sistema de circuito cerrado no emplea agua de mar, por lo que no tiene los
 6 impactos sobre la calidad del agua y los recursos biológicos marinos que genera el
 7 sistema de circuito abierto. Sin embargo, el proyecto Gulf Gateway de Excelerate
 8 genera más emisiones atmosféricas debido a que utiliza dos calderas y un generador
 9 diesel para la regasificación del LNG a diferencia de la única caldera que se necesita
 10 para operar el sistema de circuito abierto. Tal como se muestra en la Tabla 3.3-2, las
 11 emisiones atmosféricas del sistema cerrado son mucho mayores que las del sistema
 12 abierto. Con respecto al impacto adverso potencial regar y ventilar la calidad asociada
 13 con regasificación, esta tecnología aumenta, no evita, los impactos ambientales
 14 potenciales.

Table 3.3-2 Estimated Regasification Related Air Emissions of Excelerate's Gulf Gateway Project and the Proposed Cabrillo Port Project

	Nitrogen Oxides	Carbon Monoxide	Sulfur Dioxide	Particulate Matter	Volatile Organic Compounds
Estimated Annual Emissions for Excelerate's Gulf Gateway Project Based on Operations for 8,760 Hours per Year (in tons per year)					
Open loop	178	82	1	9	9
Closed loop	833	268	329	30	28
Estimated Annual Emissions for the Proposed Cabrillo Port Project (in tons per year)					
FSRU stationary sources	67.1	169.0	0.4	11.7	24.8

Sources: USCG 2003; Sierra Research 2005.

15 Uno de los objetivos del proyecto propuesto es instalar un puerto de aguas profundas
 16 que provea suficiente capacidad de almacenamiento de gas natural de manera que se
 17 pueda abastecer los mercados locales de energía con un suministro continuo y
 18 garantizado. La alternativa basada en el sistema de amarre de un solo punto no puede
 19 lograr este objetivo. El concepto en el que se fundamenta el amarre de un solo punto
 20 fue diseñado para satisfacer una demanda intermitente. Sólo puede proveer gas natural
 21 cuando se le atraca un carguero de LNG con tecnología de regasificación. Si el clima le
 22 impide al carguero de LNG atracar en la instalación, el suministro de gas natural se
 23 hace imposible. En la Tabla 3.3-3 se comparan ambos sistemas.

Table 3.3-3 Comparison of the Proposed Cabrillo Port FSRU to an Energy Bridge Alternative

Alternatives	Cabrillo Port FSRU	Energy Bridge
<i>General Characteristics</i>		
Unit description	Permanently moored FSRU	LNG carrier with onboard regasification unit and submerged turret loading system.
LNG storage capacity	72 million gallons (272,500 m ³).	36.5 million gallons (138,000 m ³)
Regasification	Submerged combustion vaporizers with natural gas as fuel.	Shell and tube heat exchanger with heat source, either sea water (open loop) or gas burner heating (closed loop).
Maximum regasification capacity	1,500 MMcf (42.5 million m ³) per day of gas	Individual unit, either 690 MMcf (19.5 million m ³) per day of gas open loop, or 450 MMcf (12.7 million m ³) per day of gas closed loop.
Tank system	Moss aluminum spherical	Membrane or spherical
Offloading/marine operation	Side-by-side loading	Connecting and disconnecting to/from submerged STL buoy
Length of time for unloading (days)	One	Six to seven
Compatibility with LNG carriers	Compatible with all LNG carrier types	Can only receive carriers with regasification capacity
<i>FSRU and Triple-point Mooring Buoy System</i>		
Number of units needed to provide continuous 800 MMcf (22.7 MMcf per day of gas)	One	Two Energy Bridge type vessels on moorings at all times; one vessel nearby transiting most all of the time.
Environmental footprint	One unit and one mooring and riser system plus carriers. Surface footprint = about a 2-mile (3.2 km) radius from mooring point. Subsea footprint = one mooring system, risers, PLETs, and PLEM.	Two units plus three mooring and riser systems plus carriers. Surface area = approximately 6.5 miles (10.5 km) by 2.0 miles (3.2 km) inclusive of safety zones and Areas to Be Avoided, depending on the configuration of the buoys. Subsea area = three mooring systems, risers, PLETs, and PLEM.
Visual impact	One unit always present	Two units always present

Notes: MMcf = million cubic feet; STL = submerged turret loading; PLETs = pipeline end terminations; PLEM = pipeline-ending manifold.

1 Según el estudio ambiental de la solicitud de licencia para el proyecto Gulf Gateway
2 Energy Bridge DWP consignada por Excelerate (USCG 2003), un solo carguero de
3 LNG puede transportar un máximo de 36.4 millones de galones (138,000 m³) de LNG y
4 requiere entre seis y siete días para descargar y regasificar. En cambio, la FSRU que
5 se propone tiene una capacidad de almacenamiento de 72 millones de galones
6 (273,500 m³) y el gas estaría disponible en cualquier momento. Además, el número
7 relativamente grande de cargueros tradicionales de GNL que pueden atracar en la
8 FSRU (165 con 85 adicionales que se han ordenado) le añade fiabilidad a este tipo de
9 instalación, en comparación con los pocos cargueros de LNG específicamente
10 diseñados (sólo uno está operativo en la actualidad) para regasificar a bordo. Por ello,
11 el concepto del puerto de aguas profundas con amarre en un único punto no podría
12 garantizar un suministro continuo de gas natural ni tiene como resultado los impactos
13 ambientales menores. No sería una alternativa factible al proyecto propuesto.

14 **Regasificación directa con múltiples puntos de amarre**

15 Otro concepto que se puede emplear en los puertos de aguas profundas es el del
16 sistema de múltiples puntos de amarre. La tecnología sería similar al del amarre de un
17 solo punto, pero emplearía varias boyas independientes en vez de una. El propósito de
18 este sistema sería el de proveer servicio continuo con una capacidad semejante al de
19 la FSRU. Para lograr esto, se necesitaría un sistema de tres boyas, tomando en cuenta
20 el tamaño actual de los cargueros de regasificación de LNG, que es de 36.4 millones
21 de galones (138,000 m³). Dos cargueros de regasificación de LNG tendrían que atracar
22 y regasificar simultáneamente para alcanzar una tasa de suministro diario de gas
23 natural comparable a la de la FSRU. Al terminar de regasificar su carga uno de los
24 cargueros de LNG, una tercera embarcación tendría que acoplarse a la tercera boya.
25 Una vez que el primer carguero de LNG se haya desconectado, el tercero comenzaría
26 a descargar el gas natural. Esto garantizaría un suministro continuo de gas natural a la
27 misma tasa que la FSRU.

28 El sistema requeriría tres sistemas de anclaje sumergido independientes, que incluirían
29 un tubo ascendente flexible, un tubo múltiple y varias líneas de anclaje conectadas a la
30 boya de acoplamiento. Apartando la boya de acoplamiento, el sistema sumergido sería
31 muy similar al que se propone para el Puerto de Cabrillo. Sin embargo, la huella
32 subacuática sería tres veces más grande, lo que incrementaría el impacto potencial
33 sobre el ambiente. En la parte inferior de la Tabla 3.3-3 se hace comparación de los
34 dos sistemas.

35 En el caso de Puerto Cabrillo, los cargueros de LNG se acoplarían y descargarían LNG
36 durante un período de 16 a 22 horas y luego partirían. Dos o tres cargueros de LNG se
37 acoplarían y descargarían en Puerto Cabrillo todas las semanas. Por contraste, dado
38 que en el sistema de boyas de amarre los mismos cargueros de LNG deben regasificar
39 la carga, un carguero permanecería atracado entre seis y siete días descargando
40 mientras y otro estaría siempre operando en dos de las tres boyas.

41 Cada torreta de anclaje requeriría un radio de seguridad de 0.27 millas náuticas (0.3
42 millas o 0.5 km). Las embarcaciones no autorizadas tendrían prohibido entrar en estas

1 zonas de seguridad. Además, se establecería un área a evitarse (ATBA) alrededor de
2 cada torrecilla o alrededor de todo el sistema de amarres. Las embarcaciones podrían
3 entrar al ATBA, pero a una velocidad máxima recomendada de 10 nudos (11.5 millas
4 por hora o 18.5 k/h). El tamaño de la ATBA se determinaría con el otorgamiento de la
5 licencia, aunque las ATBA de los puertos de aguas profundas suelen tener un radio que
6 oscila entre 0.54 millas náuticas a 1.6 millas náuticas (0.6 millas a 1.8 millas o 1 km a 3
7 km). El proyecto Gulf Gateway, de Excelerate, tiene una zona de seguridad de 0.27
8 millas náuticas (0.3 millas o 0.5 km), una zona de prohibición de anclaje de 0.8 millas
9 náuticas (0.9 millas o 1.5 km) y una ATBA de 1.1 millas náuticas (1.3 millas o 2 km). El
10 Puerto de Cabrillo tendría sólo una zona de seguridad y ATBA; el área restringida que
11 circundaría el Puerto de Cabrillo equivaldría a un tercio del área del sistema de amarre
12 de tres puntos. Por esta razón, el sistema de amarre de tres puntos tendría un mayor
13 impacto negativo sobre el uso de embarcaciones comerciales y de recreación e
14 impactos potencialmente mayores sobre el tráfico marítimo.

15 Si bien el sistema de amarre de tres puntos tendría la capacidad de proveer gas natural
16 de manera continua, se presentarían los mismos problemas ambientales asociados al
17 sistema de amarre de un solo punto. Es decir, si se empleara el sistema de circuito
18 abierto, éste podría afectar negativamente los huevos y las larvas de los peces,
19 incluyendo otras especies de flora y fauna marina debido a la descarga de agua a
20 menor temperatura que la del entorno. Si se empleara el sistema cerrado, las
21 emisiones del sistema de tres amarras serían aún más cuantiosas que las que se
22 estima para el proyecto Gulf Gateway de Excelerate ya que serían dos los cargueros
23 de GNL que estarían operando al mismo tiempo. Luego, las emisiones atmosféricas
24 serían quizás mayores a las generadas por el Puerto de Cabrillo.

25 Dependiendo de si se usara un circuito abierto o cerrado de regasificación, tanto los
26 impactos sobre la fauna y flora marina como la cantidad de emisiones atmosféricas
27 superarían los impactos del proyecto Puerto Cabrillo; la huella sobre el lecho marino
28 sería tres veces mayor que la del Puerto de Cabrillo, y el área de acceso restringido y/o
29 con límites de velocidad recomendados sería dos veces más grande que la de Puerto
30 Cabrillo. Consecuentemente, el sistema de amarre de tres puntos se descartó y no se
31 evaluó con más detalle, ya que habría dejado una mayor huella submarina, habría
32 requerido que los cargueros de GNL permanecieran atracados en el puerto de aguas
33 profundas la mayoría del tiempo y habría incrementado, en vez de evitar, los impactos
34 ambientales significativos.

35 **3.3.9 Tecnologías alternativas**

36 **3.3.9.1 Tecnologías alternativas que emplean un vaporizador**

37 Todas las tecnologías que emplean un vaporizador incluyen el bombeo del LNG a
38 través de un medio caliente donde éste absorbe calor y luego se vaporiza y se
39 convierte en gas natural. Dos tecnologías alternativas probadas son el vaporizador de
40 fluido intermedio y el vaporizador de rejilla abierta. Aunque estas alternativas tendrían
41 emisiones menores de óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono, al compararlas con un

1 vaporizador sumergido de combustión, ambas se eliminaron debido a otras desventajas
2 que se discuten a continuación.

3 La tecnología de rejilla abierta no es compatible con una instalación flotante porque
4 requiere de una plataforma estable para emitir un flujo de agua uniforme sobre los
5 intercambiadores de calor. El flujo de agua es similar al de una cascada. El movimiento
6 de la FSRU originado por las condiciones oceánicas previstas y el movimiento
7 resultante de las rejillas abiertas, generarían un flujo de agua intermitente hacia los
8 tubos del vaporizador. El movimiento de la FSRU puede causar que el agua salpique
9 en la rejilla abierta e interrumpa el proceso de vaporización. La relativa baja
10 temperatura del agua de mar en la ubicación del proyecto propuesto tampoco sería
11 óptima para su uso en un sistema de rejilla abierta. Además, hay mayores impactos
12 sobre la fauna marina, como por ejemplo el arrastre originado por la toma de agua de
13 mar como medio de calentamiento.

14 Los vaporizadores de fluido intermedios requerirían el uso de propano u otros fluidos
15 intermedios de calentamiento como una mezcla de agua con glicol. Las propiedades
16 físicas del propano hacen que pueda estallar si no se le mantiene en condiciones de
17 confinamiento, por lo que su uso acarrearía un nuevo elemento de riesgo en la FSRU.
18 Esta alternativa tendría menos emisiones que el vaporizador sumergido de combustión.
19 No obstante, los vaporizadores de fluido intermedio requerirían una capacidad adicional
20 de generación de energía.

21 Las alternativas de los vaporizadores de rejillas abiertas y las intermedias de fluido
22 requerirían más de 50 millones de galones (189,250 m³) de agua de mar por día y más
23 espacio en la cubierta de la FSRU que los vaporizadores sumergidos de combustión. El
24 agua de mar fluiría a través de los vaporizadores y regresaría al océano a una
25 temperatura menor que la temperatura de ambiente. Los recursos marinos sensibles
26 podrían ser afectados negativamente por entrampamientos y colisiones, descargas de
27 agua fría, descargas de aguas tratadas y ruido. La toma de agua también requeriría de
28 bombas a bordo, las mismas que generarían ruidos, sobre y debajo del agua, que
29 podrían perturbar a los mamíferos marinos que migran en el área. Asimismo, el
30 mantenimiento de las tuberías y el filtro de colecta de agua requeriría del uso de
31 químicos antiincrustantes peligrosos. La descarga de estos químicos podría tener
32 efectos adversos y nocivos en los organismos marinos.

33 Se esperaba que los vaporizadores de rejilla abierta y de fluidos intermedios tengan
34 más efectos sobre la fauna acuática del área que un vaporizador sumergido de
35 combustión. Un vaporizador de rejilla abierta tampoco sería viable en una instalación
36 flotante. Por lo tanto, tanto el vaporizador de rejilla abierta como el vaporizador de fluido
37 intermedio no se consideraron en posteriores análisis como procesos de regasificación
38 alternativos.

1 **3.3.9.2 Tecnología alternativa de almacenamiento de GNL tipo membrana**

2 Una alternativa al tanque Moss, que el proyecto propuesto emplearía, es el uso de un
3 tanque de almacenamiento tipo membrana. Los tanques de almacenamiento tipo
4 membrana se construyen dentro del casco de la nave. Los tanques de la FSRU operan
5 con niveles de LNG variables, dependiendo de si están recibiendo, almacenando o
6 enviando el producto.

7 Para los propósitos de la presente solicitud de puerto de aguas profundas, la MARAD
8 no tiene una tecnología alternativa de almacenamiento preferida. De hecho, la MARAD
9 confía en la industria de LNG para determinar la tecnología que le permita lograr sus
10 objetivos de una manera más segura y confiable. La MARAD cree que cualquiera de
11 estas tecnologías puede ser aceptable en términos de seguridad, operatividad,
12 disponibilidad y protección ambiental, siempre que cumpla con las requerimientos de la
13 33 CFR Parte 149. Por esta razón, la MARAD evaluará los meritos de cada solicitud
14 caso por caso y requerirá que cada solicitante realice un análisis objetivo y lógico de las
15 tecnologías alternativas de almacenamiento de LNG. De conformidad con la 33 CFR
16 Parte 149, el Servicio de Guardacostas de Estados Unidos (USCG) revisará, aprobará
17 y hará comentarios sobre todos los planes y especificaciones (incluyendo los
18 estándares propuestos y los métodos basados en el diseño que se emplearán con las
19 tecnologías innovadoras). Si se aprueba la licencia para Puerto Cabrillo o si se aprueba
20 con condiciones, el USCG llevará a cabo un estudio detallado de todos los planes de
21 diseño y construcción según la Circular 03-05 de Embarcaciones de Navegación e
22 Inspecciones, "Reseña detallada de planes".

23 Debido a que la tecnología de almacenamiento de GNL en tanques Moss se consideró
24 aceptable en términos de seguridad, operatividad, disponibilidad y aspectos
25 ambientales, la evaluación de la MARAD no encontró razones que obliguen a rechazar
26 esta tecnología como el componente principal del proyecto propuesto. Por lo tanto, el
27 uso de un tanque de almacenamiento tipo membrana no se considerará más a fondo.

28 **3.3.9.3 Fuente de energía alternativa costa adentro**

29 El suministro de electricidad a la FSRU por medio de un cable que se extienda desde la
30 planta generadora costa adentro existente es técnicamente factible. Sin embargo, no
31 sería la opción preferida desde el punto de vista ambiental. Primero, las plantas
32 generadoras en la costa tendrían que incrementar su capacidad de producción para
33 poder satisfacer la demanda de electricidad de la FSRU y esto a su vez generaría
34 emisiones adicionales en un área que no cumple del todo las normas de calidad del
35 aire. Segundo, las plantas generadoras tendrían que generar aún más electricidad para
36 compensar la energía que perderían durante la transmisión y transformación de la
37 electricidad en el cable, con lo cual se generaría aún más emisiones. El incremento
38 neto de las emisiones en comparación con las que se generarían con el proyecto
39 propuesto en el emplazamiento costa afuera hace que esta alternativa sea menos
40 adecuada desde el punto de vista ambiental, y por ello no se eligió para ser evaluada
41 más a fondo.

1 **3.3.9.4 Tecnología alternativa para enfriar motores diesel**

2 La tecnología alternativa de enfriamiento de motores diesel no se evaluó porque no hay
3 alternativas comercialmente disponibles para enfriar los generadores diesel.

4 **3.3.10 Rutas alternativas del ducto costa afuera**

5 Se evaluaron tres rutas alternativas para el ducto costa afuera entre el punto de
6 amarras de la Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) propuesto
7 por el Solicitante y el cruce costero propuesto en Playa Ormond, pero se descartaron.
8 También se consideró otra ruta para el ducto costa afuera desde la FSRU propuesta
9 hasta Playa Mandalay. Estas rutas alternativas se describen más adelante. También se
10 ha decidido considerar y analizar una quinta ruta, asociada a un emplazamiento
11 alternativo para las amarras, en la Sección 3.4.2, "Emplazamiento alternativo de puerto
12 de aguas profundas, tubería submarina, cruce costero y ducto costa adentro –
13 Alternativa Canal Santa Bárbara / Cruce costero Mandalay / Ducto Gonzáles Road".

14 En la Figura 3.3-3 se muestra la topografía costa adentro y costa afuera del sur de
15 California. Entre las limitaciones que se consideraron a la hora de evaluar las rutas
16 costa afuera del ducto se incluyó la topografía del lecho marino y la posibilidad de que
17 éste fuera duro o arenoso. Lo ideal es que los ductos costa afuera fueran instalados
18 sobre un lecho arenoso plano o ligeramente inclinado con un mínimo de actividad
19 sísmica. A la hora de seleccionar el emplazamiento del ducto, también se tuvo que
20 considerar la ubicación del cruce costero. Los cruces costeros deberían ser ubicados
21 cerca infraestructuras existentes. Tal como se explicó, la ubicación de los ductos costa
22 afuera estaría limitada por la presencia de cañones profundos, incluyendo los cañones
23 Hueneme y Mugu.

24 **3.3.10.1 Ruta alternativa 1 del ducto costa afuera**

25 Debemos subrayar que la ruta alternativa 1 del ducto costa afuera solía ser la ruta
26 propuesta del ducto costa afuera del proyecto según el borrador de la EIS / EIR de
27 octubre de 2004. Esta ruta se extendería hacia el oeste desde el terminal múltiple del
28 ducto (PLEM) entre los dos cañones hacia el cruce costero y atravesaría tres cables de
29 comunicaciones –dos de la armada estadounidense sobre la superficie (FOCUS y
30 RELI) y otro de telecomunicaciones potencialmente enterrado (el Global West Segment
31 F). Esta ruta pasaría sobre el cable Global West y FOCUS de la Armada cerca del
32 punto donde estos cables cruzan cerca del centro de la ruta de navegación con
33 dirección sur que bordea la costa. Esta ruta pasaría en medio de un área de cables
34 submarinos de la Armada, entre dos cañones submarinos hasta cruzar el cable RELI
35 de la armada estadounidense poco antes de la orilla. La longitud total de la ruta
36 alternativa 1 del ducto costa afuera sería de 21.5 millas (34.6 km), aproximadamente
37 0.65 millas (1 km) menos que la del proyecto propuesto.

38 Esta alternativa se descartó tomando en cuenta el análisis de diseño sísmico del
39 Solicitante y su reseña, los cuales indicaban que había un mayor potencial de
40 corrientes turbidas a lo largo de esta ruta.

1 **3.3.10.2 Ruta alternativa 2 del ducto costa afuera**

2 La ruta alternativa 2 se extendería al oeste de la ruta propuesta del ducto y lo más al
3 oeste posible de los cables de la Armada y su corredor de seguridad. Desde allí, la ruta
4 se dirigiría hacia el corredor de cables de la Armada atravesando una sección del lecho
5 marino bastante regular. A aproximadamente 0.5 millas (0.8 km) de profundidad, la ruta
6 viraría al noroeste y entraría en el corredor de cables de la Armada. Para cumplir con
7 las especificaciones de ingeniería requeridas por la Armada, esta sección de la ruta
8 cruzaría los cables RELI y FOCUS con un ángulo lo más cerca posible a 90°.

9 A aproximadamente 0.4 millas (0.6 km) de profundidad, la ruta se apartaría del corredor
10 de cables de la Armada y entraría al Cañón Hueneme, no siempre de manera
11 perpendicular en relación con la pendiente, a una profundidad aproximada de 984 pies
12 (300 m). Las pendientes en esta área a veces superan los 10°. Por esta razón, y
13 tomando en cuenta que algunos estudios han demostrado que el cañón aún está activo
14 y podría ser afectado por defectos en la pendiente, deslizamientos y corrientes turbias
15 (en especial durante un terremoto), instalar el ducto en esta área entrañaría un mayor
16 riesgo. De ahí que esta alternativa fuera descartada.

17 **3.3.10.3 Ruta alternativa 3 del ducto costa afuera**

18 La alternativa 3 de ducto costa afuera evitaría el corredor del cable de la Armada
19 manteniéndose lo más alejado hacia el este de los cables de la Armada, con excepción
20 del punto de cruce. Desde el punto de amarras, la ruta se extendería hacia el noroeste
21 aproximadamente 4 millas (6.4 km) y luego hacia el norte. La ruta cruzaría el cable
22 Global West a una profundidad de 0.5 millas (0.8 km). Luego subiría por el talud
23 continental sobre un área con una pendiente de 6° y a lo largo de un arrecife extenso
24 entre el Cañón Mugu y un canal más pequeño hacia el oeste. En la parte superior de la
25 pendiente, entre los 131 pies y 197 pies (40 m y 6 m) de profundidad, la ruta pasaría
26 entre 0.4 millas y 0.5 millas (0.6 km a 0.8 km) al este del área de pruebas para boyas.
27 Luego viraría hacia el oeste para cruzar el corredor del cable de la Armada y evitar la
28 cabeza del Cañón Mugu. La ruta alternativa 3 para el ducto costa afuera se extendería
29 entre dos boyas de navegación, a través del corredor del cable de la Armada y cruzaría
30 los cables RELI y FOCUS. Esta ruta cruzaría los cables de la Armada donde éstos
31 se encuentran enterrados a 1 o 2 pies (0.3 m a 0.6 m).

32 La longitud total de la ruta alternativa 3 para el ducto costa afuera sería de 20.9 millas
33 (33.6 km), lo cual representa 1.25 millas (2 km) menos en comparación con la ruta
34 propuesta. Esta ruta correría paralela a la playa, en aguas poco profundas, unas 2.5
35 millas náuticas (2.9 millas o 4.6 km). A semejante profundidad, el ducto estaría
36 expuesto al incremento del oleaje durante las tormentas fuertes. El hecho de correr
37 paralelo a la orilla exacerbaría este peligro. Además, la ruta pasa relativamente cerca
38 de la cabeza del cañón Mugu, el cual podría presentar actividad sísmica, en especial
39 durante las tormentas fuertes y las inundaciones. Por estas razones, la alternativa 3
40 para el ducto costa afuera no será analizada más a fondo.

Inserción (1 de 2)

Figura 3.3-3 Topografía de la región

Inserción (2 de 2)

- 1 Figura 3.3-3 Topografía de la región

1 **3.3.10.4 Alternativa Ducto de Mandalay**

2 La alternativa Ducto de Mandalay se extendería hacia el noroeste desde la FSRU,
3 cruzaría el Cañón Hueneme y continuaría hacia el norte por el cruce costero de la
4 Estación Generador de Reliant Energy en Mandalay (ver Figura 3.3-1). Esta ruta
5 alternativa para el ducto tendría que cruzar las aguas frente a Puerto Hueneme.
6 Durante la construcción y las actividades potenciales de reparación, el tráfico de
7 embarcaciones en Puerto Hueneme tendría que reducirse, lo cual tendría un impacto
8 considerable sobre el tráfico marítimo, la seguridad y el bienestar económico de Puerto
9 Hueneme. Esta ruta alternativa para el ducto no evitaría ni mitigaría los efectos
10 adversos sobre el tráfico marítimo y la economía local asociados al proyecto propuesto
11 y por eso no se consideró como apto para un análisis más detallado.

12 **3.3.11 Tecnologías alternativas para cruces costeros de ductos**

13 Tanto el barrenado direccional horizontal (HDB), método propuesto por el Solicitante,
14 como la perforación direccional horizontal (HDD) y los métodos de apertura de zanjas
15 pueden ser empleados para los cruces costeros de los ductos. En la Sección 2.6.1,
16 "Cruce costero mediante HDB", se describe el proceso de construcción por HDB. Tanto
17 la HDB como la HDD requieren de equipos de perforación para abrir un hoyo desde la
18 costa hasta un punto de salida predeterminado en el suelo marino costa afuera. El
19 agujero de perforación se puede escariar después para ampliar su diámetro.
20 Posteriormente, el ducto puede empujarse desde la costa hasta el punto de salida,
21 usando un equipo de empuje colocado en barcaza, o halar hasta el sitio de perforación
22 costero, usando un equipo de arrastre costa adentro. La operación de halado es
23 continua para así minimizar la probabilidad de que las paredes del agujero se
24 derrumben. El Solicitante ha decidido no utilizar el método de HDD porque hay una
25 mayor posibilidad de que se produzca un "frac-out". Un "frac-out" es una descarga
26 accidental en la que el lodo de perforación se escapa del hoyo hacia el ambiente a
27 través de fisuras y grietas en el medio circundante. Los "frac-outs" son mucho menos
28 probables si se emplea el HDB, ya que al lodo de perforación sólo se le aplicaría una
29 presión mínima. La HDD ha sido eliminada como alternativa potencial para instalar un
30 cruce costero debido a que podría tener un mayor efecto adverso sobre el ambiente
31 marino que el HDB.

32 El método de apertura de zanjas emplea equipos pesados para cavar una zanja que
33 tenga la longitud requerida para el ducto. Cualquier organismo que viva en el corredor
34 de construcción de la zanja será aplastado, enterrado o desalojado. Es probable que en
35 la franja costera de cualquiera de las alternativas propuestas de cruce costero haya
36 especies con algún estatus especial. La apertura de zanjas tendría un mayor impacto
37 ambiental que la HDB o la HDD porque los impactos de éstas dos últimas se limitarían
38 a las áreas donde se realicen los agujeros de ingreso y de salida. La apertura de
39 zanjas se ha sido entonces eliminada como método para el cruce costero porque no
40 evitaría ni disminuiría los efectos ambientales identificados para el proyecto propuesto.

1 3.3.12 Emplazamientos alternativos de los ductos costa adentro

2 El Solicitante consideró originalmente cuatro rutas alternativas de ductos para conectar
3 el cruce costero con la Estación Center Road; Sin embargo, como respuesta a la
4 determinación del alcance del proyecto y las comentarios de la población al borrador de
5 la EIS / EIR de octubre de 2004, se han añadido otras rutas de ductos costa adentro. El
6 equipo encargado del proyecto de EIS / EIR determinó que las Alternativas 1A y 1B no
7 debían ser consideradas más a fondo, tal como se discute más adelante. En la Sección
8 3.4.4, "Rutas alternativas de los ductos costa adentro", se puede encontrar el análisis
9 de las alternativas 1, 2 y 3. El Solicitante también consideró una segunda alternativa en
10 relación con la Línea 225 del Ducto Periférico, como se expondrá más adelante.

11 Como respuesta a los comentarios sobre la fase de determinación de alcance del
12 proyecto, el Solicitante modificó la ruta del Ducto de Center Road que había propuesto
13 en su solicitud. Debido a las inquietudes que surgieron durante el período de
14 comentarios de la población sobre el borrador de la EIS / EIR en octubre de 2004, el
15 Solicitante modificó aún más el extremo norte de la ruta propuesta para el Ducto de
16 Center Road y así evitar un colegio (ver Sección 2.4.1.1, "Ducto Center Road"). La ruta
17 original que se propuso para el Ducto de Center Road es ahora la Alternativa 3 del
18 Ducto de Center Road (ver Sección 3.4.4.3).

19 3.3.12.1 Alternativas 1A y 1B del Ducto de Center Road

20 Tanto la Alternativa 1A como la 1B seguirían los derechos de vía existentes, vías
21 públicas y/o servidumbres recientemente adquiridas. La Alternativa 1A:

- 22 • Empezaría en la nueva estación de medición adyacente al cruce costero de la
23 Estación Generadora de Reliant Energy en Playa Ormond, luego se dirigiría al
24 noreste y al norte a lo largo del derecho de vía de SoCalGas, luego al noreste en
25 Pleasant Valley Road pasando la avenida Rice, unas 0.8 millas (1.3 km) hasta
26 llegar cerca de la MP 4.3, donde la ruta vira hacia el norte;
- 27 • Continuaría al norte a través de campos de cultivo, cruzaría la calle 5th East y un
28 derecho de vía ferroviario paralelo a ésta, luego continuaría hacia el norte,
29 siguiendo el bulevar Del Norte;
- 30 • Seguiría por el bulevar Del Norte hasta la rampa de acceso a la autopista U.S.
31 101, luego viraría hacia el este, continuaría paralelo a la autopista unas 0.3
32 millas (0.5 km) y luego cruzaría la autopista para dirigirse hacia el noreste
33 (paralelo a la avenida Santa Clara);
- 34 • En la Avenida Central viraría hacia la derecha (sureste) y continuaría hasta
35 Beardsley;
- 36 • Luego continuaría unas 0.25 millas (0.4 km) hacia el noreste a lo largo de
37 Beardsley, para luego virar hacia el norte – noroeste y atravesar unos campos
38 de cultivos adyacentes al canal de control de inundaciones Santa Clara
39 Diversion hasta la avenida Santa Clara, unas 0.25 millas (0.4 km) al suroeste de
40 la intersección con Wright Road;

- 1 • Seguiría la avenida Santa Clara en dirección noreste y luego continuaría en la
2 misma dirección al llegar a la avenida Los Ángeles, luego viraría al norte en la
3 avenida La Vista y al oeste en Center Road; y
- 4 • Terminaría en la Estación de Válvulas de Center Road.

5 La Alternativa 1B combinaría los derechos de vía existentes a lo largo de la Ruta
6 Alternativa 1A con la ruta propuesta. La Alternativa 1B:

- 7 • Empezaría en la nueva estación de medición adyacente al cruce costero de la
8 Estación Generadora de Reliant Energy en Playa Ormond, luego se dirigiría al
9 noreste y al norte a lo largo del derecho de vía de la SoCalGas, al noreste en
10 Pleasant Valley Road y luego al norte en la avenida Rice;
- 11 • Continuaría por la avenida Rice, luego viraría al este en Sturgis Road y al norte
12 en el bulevar Del Norte hasta la autopista U.S. 101; y
- 13 • Seguiría la misma ruta de la Alternativa 1A desde la U.S. 101 hasta el punto
14 final del ducto en la Estación de Válvulas de Center Road.

15 Las alternativas 1A y 1B presentaron muchos más efectos ambientales y de seguridad
16 adversos que la ruta propuesta. Ambas rutas (Alternativas 1A y 1B) pasarían al frente a
17 por lo menos cinco colegios y un hogar de cuidado y atravesaría el área con mayor
18 población de todas las rutas propuestas. La construcción en las áreas residenciales,
19 frente a los colegios y hogares de cuidado, incrementaría la congestión vehicular, el
20 ruido, la contaminación del aire (partículas). Debido a que estas rutas atravesarían
21 áreas con mayor población que las de la ruta propuesta, un mayor número de
22 habitantes con bajos ingresos y de las minorías sería afectado. Dado que ninguna de
23 estas rutas reduce los efectos significativos asociados al proyecto propuesto, las
24 alternativas 1A y 1B se eliminaron y no se consideraron más fondo.

25 **3.3.12.2 Alternativa 2 de la Línea 225 del Ducto Periférico**

26 El Solicitante consideró una ruta alternativa que comenzaría en la Estación de Válvulas
27 Quigley y terminaría en la Estación de Válvulas Saugus, en vez de continuar hasta la
28 Estación de Válvulas Honor Rancho. Esta alternativa seguiría la ruta propuesta de la
29 Línea 225 del Ducto Periférico desde la Estación de Válvulas Quigley hasta la MP 5.39,
30 donde terminaría en la Estación de Válvulas Saugus. Sin embargo, se determinó que
31 esta alternativa no era factible pues no podía adaptarse al volumen total de gas que
32 debía ser transportado. El Solicitante propone transportar un promedio de 800 millones
33 de pies cúbicos (22.7 millones de m³) diarios de gas natural. En declaración ante la
34 CPUC el 2 de diciembre de 2004, David Bisi, representante de la SoCalGas y la
35 Compañía de Gas y Electricidad de San Diego, explicó las expansiones que la
36 SoCalGas debe hacer en sus instalaciones receptoras para adaptarse a la capacidad
37 adicional (Bisi 2004). Para poder transportar más de 800 millones de pies cúbicos (22.7
38 millones de m³) al día, la SoCalGas necesitaría completar las siguientes mejoras al
39 sistema:

- 40 • Nuevo ducto hacia la Estación de Center Road;

- 1 • Mejoras a la Estación de Center Road;
- 2 • Línea 225 de ducto periférico, de la Estación de Válvulas Saugus hasta la
- 3 Estación de Válvulas Quigley; y
- 4 • Línea 225 de ducto periférico, de la Estación de Válvulas Saugus hasta la
- 5 Estación de Válvulas Honor Rancho.

6 Dado que la SoCalGas debe llevar a cabo mejoras en su sistema de la Estación de
 7 Válvulas Saugus a través de la Estación de Válvulas Quigley hasta la Estación de
 8 Válvulas Honor Rancho para poder transportar 800 millones de pies cúbicos de gas
 9 natural y que éstas no podrían ser completadas mediante esta alternativa, se determinó
 10 que la alternativa no es factible y que por ende no iba a ser analizada más a fondo.

11 **3.4 ALTERNATIVAS EVALUADAS EN EL CAPÍTULO 4.0**

12 Las alternativas que se consideraron para el análisis son las siguientes:

- 13 • Alternativa de No Acción (no se ejecuta el proyecto);
- 14 • Ubicaciones alternativas de puerto de aguas profundas, ductos submarinos,
- 15 cruces costeros y ductos costa adentro;
- 16 • Alternativas de cruce costero; y
- 17 • Rutas alternativas de ductos costa adentro.

18 Estas alternativas se evalúan una por una en el Capítulo 4.0, titulado "Análisis
 19 ambiental"

20 **3.4.1 Alternativa de No Acción**

21 Este documento considera como la Alternativa de No Acción aquella en que las
 22 condiciones ambientales existentes se mantienen sin la implementación del proyecto
 23 propuesto. El término "Alternativa de No Acción" tal como se usa en el presente
 24 documento incluye la noción que la CEQA define como "Alternativa de no ejecución del
 25 proyecto". La incorporación de esta alternativa fue recomendada por el Consejo para la
 26 Calidad Ambiental (CEQ), las regulaciones de la NEPA y las Directrices Estatales de la
 27 CEQA y, sirve como un punto de referencia contra el cual las acciones federales y
 28 estatales pueden ser evaluadas. Mediante esta alternativa, la MARAD negaría la
 29 solicitud de licencia y/o la CSLC negaría la concesión de tierras costeras y sumergidas
 30 para el derecho de vía de un ducto. En cualquier caso, el proyecto no procedería. La
 31 infraestructura adicional, como la propuesta por el Solicitante, no sería ni construida ni
 32 puesta en servicio. En este caso, ninguno de los impactos potenciales ambientales
 33 asociados a la construcción u operación del proyecto propuesto tendrían efecto. Dado
 34 que el proyecto propuesto se financiaría con fondos privados, no se sabe si el
 35 Solicitante financiaría algún otro proyecto energético en California.

36 Si se eligiera la alternativa de No Acción, las necesidades energéticas identificadas en
 37 la Sección 1.2, "Propósito, necesidad y objetivos del proyecto", serían satisfechas de

1 otra forma. Considerando las proyecciones de las necesidades energéticas futuras de
2 California contenidas en el Informe Final del Comité encargado de la redacción del
3 Informe sobre Políticas Energéticas Integradas de la CEC de 2005 y la Hoja de Ruta
4 para la Implementación de Políticas Energéticas del Plan de Acción Energética II de la
5 CPUC, la alternativa de No Acción podría tener varias consecuencias de tipo
6 energético.

7 Tal como quedó ilustrado luego del Huracán Katrina, cualquier desequilibrio entre la
8 oferta de gas natural y la demanda puede causar un incremento en el costo final del
9 producto, sea residencial o industrial. La duración de la escalada de precios está
10 generalmente relacionada con el desequilibrio en la oferta. Los clientes residenciales
11 podrían tratar de calentar sus hogares utilizando otros medios, como un mayor uso de
12 las chimeneas o estufas de leña, lo cual resultaría en una emisión de partículas en
13 áreas donde se incumple uno o más estándares relacionados con la calidad del aire. La
14 demanda adicional de madera también puede generar una escalada de los precios de
15 este producto debido al suministro limitado.

16 Los usuarios de industrias como la manufacturera podrían incrementar el precio de sus
17 productos para compensar el alza en el precio del gas natural o podrían reducir sus
18 niveles de producción, suspender la producción por un tiempo o cerrar por completo.
19 Cualquiera de estas opciones tendría sus consecuencias sobre los consumidores y los
20 empleados, y podría afectar la economía de una localidad específica o de una región
21 que se le relacione.

22 Las plantas generadoras de electricidad en California, como lo indica el informe de la
23 CEC, son importantes consumidoras de gas natural. Si los suministros de gas natural
24 merman, estas generadoras podrían verse afectadas en varios sentidos: (1) el
25 incremento en el costo del combustible podría reflejarse en el costo final de la
26 electricidad que pagan los usuarios; (2) podría ser necesario reducir la generación de
27 electricidad si los suministros de gas son asignados por necesidad a otras plantas en
28 todo el estado; (3) las plantas podrían tener que cerrar por un período breve o quizás
29 no tan breve si los suministros de gas natural no son suficientes; y/o (4) las plantas
30 capaces de usar otro tipo de combustible, como el 'fuel oil', podrían verse obligadas a
31 cambiar de combustible y esto podría afectar la calidad del aire, así como también
32 tener otras consecuencias sobre el ambiente, como por ejemplo, un mayor riesgo de
33 derrames de crudo si la planta es alimentada a través de un terminal marino costa
34 afuera. Si no se puede generar más electricidad a partir de gas natural, es probable
35 que se necesite incrementar la capacidad de generación de electricidad en las
36 instalaciones de energía nuclear en California o de otras instalaciones nuevas usando
37 otros combustibles fósiles como el carbón. Por ejemplo, Sempra Energy está
38 proponiendo una nueva planta generadora de electricidad alimentada con carbón en la
39 población cercana de Gerlach, en el norte del condado Washoe, Nevada. Aunque la
40 planta propuesta no está dentro de los límites de California, supuestamente utilizaría
41 agua proveniente del estado. Además, es probable que las emisiones atmosféricas u
42 otros impactos ambientales indirectos asociados a la instalación propuesta no se
43 limiten al estado de Nevada.

1 También es probable que se propongan y se acometan otros proyectos de LNG o
2 relacionados con gas natural, como ductos (ver Sección 3.3.5), si se llegara a
3 seleccionar la alternativa de No Acción. La Administración Marina, el Servicio de
4 Guardacostas de Estados Unidos y la Comisión de Tierras del Estado de California han
5 recibido una solicitud para el Proyecto de Puerto de Aguas Profundas Clearwater
6 promovido por Crystal Energy, LLC (ver Sección 3.3.8.1). Además, Woodside Natural
7 Gas, otra compañía australiana, se ha comunicado con cada una de las agencias
8 importantes, lo que indica que también va a consignar las solicitudes apropiadas para
9 una instalación propuesta según lo rige la Ley Federal de Puertos de Aguas Profundas
10 frente a la costa de California para el segundo trimestre de 2006. El personal de las
11 agencias también está al tanto de otra propuesta, el Proyecto Pacific Gateway de
12 Excelerate Energy, que podría emplazarse en aguas territoriales frente a la costa del
13 norte de California. Hasta la fecha, no se han consignado solicitudes para ese proyecto
14 (ver Sección 3.3.8.3). Según el sitio web de Excelerate (www.excelerateenergy.com),
15 una aplicación para la construcción del puerto de agua profunda lejos la costa de
16 California se archivará bajo el Acto de agua profunda del Puerto en 2006, con una
17 fecha en línea anticipada en la 2009 agenda, con una capacidad esperada de 600 a
18 1,000 millones pies cúbicos por día. Ninguna información adicional está actualmente
19 disponible en este proyecto.

20 Cada uno de estos proyectos propuestos o cualquier otro que proponga una instalación
21 de LNG costa afuera regida por la Ley de Puertos de Aguas Profundas, podría acarrear
22 varios impactos ambientales de la naturaleza y magnitud del proyecto propuesto así
23 como también impactos asociados a sus respectivas configuraciones y operaciones.
24 Sin embargo, esto impactos no se pueden predecir con precisión en este momento.

25 **3.4.2 Emplazamiento alternativo de puerto de aguas profundas, ducto** 26 **submarino, cruce costero y ducto costa adentro – Alternativa Canal de** 27 **Santa Bárbara / Cruce costero Mandalay / Ducto Gonzáles Road**

28 Se determinó una ubicación alternativa para el punto de amarras de la FSRU — en el
29 canal Santa Bárbara (llamada la Alternativa canal Santa Bárbara / Cruce Costero
30 Mandalay / Ducto de Gonzáles Road) — la cual fue determinada como una alternativa
31 razonable y ha sido tomada en cuenta para el análisis de alternativas (ver Figura 3.3-1).
32 Al igual que el Proyecto propuesto, esta alternativa podría cumplir con la demanda de
33 gas natural a corto y a mediano plazo. La ubicación propuesta para el punto de
34 amarras es aproximadamente la misma que el sitio alternativo en Ventura Flats,
35 examinado en el estudio de 1978 de la CCC de los sitios y tecnologías para la estación
36 potencial de GNL costa afuera.

37 La CCC determinó que esta alternativa, ubicada 6.9 millas náuticas (7.9 millas o 12.8
38 km) costa afuera de Pitas Point en la porción oriental del canal de Santa Bárbara, era
39 uno de los sitios más apropiados en California para una instalación flotante o una
40 estructura basada en la gravedad tomando en cuenta los criterios de selección
41 descritos en la Sección 3.3.7, “Ubicaciones Específicas de California”. La Comisión
42 Costera de California también determinó que este sería "el emplazamiento más
43 apropiado frente a la costa de California... y sólo un tipo flotante de terminal de GNL

1 costa afuera podría ser ubicado con confianza en esta área porque no depende de las
2 condiciones edafológicas del lecho marino ni de la actividad sísmica del mismo". El
3 informe de la CCC también subraya que "debido a la distancia entre el emplazamiento
4 y la costa, un terminal flotante de GNL en la parte sureste de Ventura Flats tendría un
5 impacto adverso mínimo sobre los recursos marinos más sensibles y las actividades
6 recreativas de la población a lo largo de la costa. En días despejados podría verse a
7 unas 25 millas (40 km) de la costa, pero se vería como un enorme tanquero y estaría
8 más allá de las diez plataformas de producción costa afuera en el área. Otra ventaja es
9 que en términos comparativos habría un gasoducto submarino más corto al área de
10 Oxnard que no atravesaría fallas sísmicas importantes (CCC 1978b).

11 La ubicación propuesta para las amarras está aproximadamente 7.4 millas náutica (8.5
12 millas o 13.7 km) costa afuera de Playa Rincón y aproximadamente a medio camino
13 entre las plataformas de producción Grace y Habitat en el canal de Santa Bárbara. La
14 ubicación alternativa para las amarras estaría localizada en las coordenadas
15 34°14.410' latitud norte, 119°30.916' longitud oeste. Esta alternativa cumpliría con los
16 criterios de seguridad porque estaría a más de 2.6 millas náuticas (3 millas o 4.8 km)
17 de las rutas de navegación y de las instalaciones existentes. Estaría aproximadamente
18 a 5.8 millas náuticas (6.7 millas o 10.7 km) hacia la orilla desde las líneas costeras de
19 embarcación y a más de 4.32 NM (5 millas o 8 km) desde la plataforma de producción
20 costa afuera más cercana.

21 Sería difícil ubicar en este sitio, ductos que unan la FSRU con las instalaciones
22 existentes de la SoCalGas en Playa Ormond, debido a que éstas tendrían que cruzar o
23 rodear el cañón submarino Hueneme. Considerando la profundidad e inestabilidad
24 geológica de las áreas cercanas a este cañón, la única ruta viable se ubicaría al sur del
25 cañón. Esta ruta requeriría que los ductos se localicen en las rutas marítimas costeras
26 o cerca de ellas. Por ende, no se consideraron estas rutas que conectan a Playa
27 Ormond.

28 La alternativa más viable para la ubicación del punto de amarras en el canal de Santa
29 Bárbara sería colocar el ducto desde el punto de amarre hasta el cruce costero de la
30 Estación Generadora Mandalay de Reliant Energy, al norte de Puerto Hueneme,
31 donde también existen instalaciones de gas natural. Estas instalaciones requerirían
32 mejoras para lograr la transferencia del volumen de gas que se transportaría a las
33 costas. La Estación Generadora Mandalay está localizada cerca de Oxnard Shores, en
34 la ciudad de Oxnard, y el ducto atravesaría partes de la ciudad. El cruce costero de la
35 Estación Generadora Mandalay de Reliant Energy se localiza entre la playa estatal de
36 McGrath y el parque Mandalay Beach.

37 El ducto costa afuera se iniciaría en el punto de amarras a una profundidad de
38 aproximadamente 265 pies (80.8 m) y recorrería aproximadamente 5.92 millas
39 náuticas (6.8 millas o 11 km) al sureste hasta la plataforma Gilda. El ducto de gas
40 natural continuaría hacia el este aproximadamente 8.5 millas náuticas (9.8 millas o 15.8
41 km) hasta la orilla. Esta ruta seguiría un derecho de vía existente antes de alejarse de
42 aguas territoriales del estado y dirigirse a la Estación Generadora Mandalay.

1 Al igual que para el proyecto propuesto, el cruce costero sería construido mediante
2 HDB. Los puntos de salida de HDB estarían a una profundidad de agua de 43 pies
3 (13 m), aproximadamente a 1 milla náutica (1.2 millas o 1.9 km) de la línea costera. El
4 punto de entrada de HDB estaría en un lugar no especificado en el cruce costero de la
5 Estación Generadora Mandalay de Reliant Energy. La longitud de la perforación sería
6 aproximadamente 1.25 millas náuticas (1.4 millas o 2.3 km).

7 Desde el cruce costero de la Estación Generadora Mandalay de Reliant Energy, el
8 ducto se instalaría principalmente en derechos de vía existentes. El ducto podría
9 extenderse hacia el norte a lo largo de Harbor Boulevard y luego viraría al este en West
10 Gonzáles Road. El ducto luego seguiría West Gonzáles Road a East Gonzáles Road
11 hasta Rose Road, donde se encontraría con la Alternativa 1 del Ducto de Center Road
12 en la MP 8.0 y seguiría la ruta a la Estación de Válvulas de Center Road.

13 Al igual que el proyecto propuesto, se tendría que construir un ducto en Santa Clarita a
14 lo largo de la Línea 225 del Ducto Periférico. La ruta a través de Santa Clarita para
15 esta alternativa sería la misma que la ruta propuesta de la Línea 225 del Ducto
16 Periférico.

17 **3.4.3 Cruces costeros alternativos**

18 Para el análisis que se presenta en este documento, se mantuvieron dos alternativas
19 de cruce costero relacionadas con Proyecto propuesto, las cuales se describen a
20 continuación. Estas representan rutas alternativas entre los puntos de ingreso y de
21 salida de HDB, y la conexión con el derecho de vía del ducto de SoCalGas.

22 **3.4.3.1 Alternativa Cruce costero Point Mugu / Ducto Casper Road**

23 La alternativa Cruce costero Point Mugu / Ducto Casper Road cruzaría la Base Naval
24 del Condado de Ventura (NBVC Point Mugu) hasta terrenos que no han sido
25 registrados en el Condado de Ventura. La Armada de ninguna manera ha dado su visto
26 bueno al Proyecto o garantizado la ruta final de esta alternativa para que pase por
27 propiedad de la Armada. Los puntos de salida de HDB estarían en las coordenadas
28 34°06.6587' latitud norte, 119°09.7612' longitud oeste. Estos puntos de salida de HDB
29 no estarían en el mismo lugar en relación con los que se propusieron en el EIS / EIR de
30 octubre de 2004, pero sí están más cerca del cruce costero.

31 Esta alternativa también incluiría dos ductos de 24 pulgadas (0.6 m), los cuales
32 partirían desde los puntos de salida de HDB, aproximadamente 0.8 millas (1.3 km)
33 costa afuera hasta los puntos de entrada en la Base Naval del Condado de Ventura en
34 Point Mugu (ver Figura 3.4-1). La HDB también se emplearía para instalar ductos hasta
35 la estación de medición que se propone, aproximadamente 0.8 millas (1.3 km) hacia el
36 extremo sur de Casper Road. Los dos gasoductos de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro
37 terminarían en la estación de medición. Aproximadamente 1.5 millas (2.4 km) de
38 tubería adicional se instalaría desde la nueva estación de medición hasta la MP 2.4 del
39 ducto propuesto de Center Road, a lo largo de Hueneme Road. La longitud total del
40 derecho de vía del ducto sería aproximadamente 3.7 millas (6 km). El punto de entrada

1 de HDB estaría en un área de la NBVC en Point Mugu que ya fue perturbada. La
2 mayoría de las actividades de construcción y mantenimiento se llevarían a cabo en una
3 porción remota de la base naval en Point Mugu, y no en una playa pública.

4 **3.4.3.2 Alternativa Cruce costero de Arnold Road / Ducto de Arnold Road**

5 La alternativa del Cruce Costero Arnold Road / Ducto Arnold Road también incluiría dos
6 ductos de 24 pulgadas y se iniciaría aproximadamente en los mismos puntos de salida
7 de HDB ilustrados en la Figura 3.4-1 y terminaría aproximadamente en la MP 1.9 de la
8 ruta propuesta del ducto de Center Road en Hueneme Road y Arnold Road (ver Figura
9 3.4-2). Los puntos de salida de HDB estarían casi en la misma ubicación de los puntos
10 de salida de HDB del Cruce Costero Point Mugu.

11 Esta alternativa se extendería desde los puntos de salida de HDB costa afuera a 1.06
12 millas (1.7 km) hasta los puntos de ingreso de HDB localizados aproximadamente
13 1,000 pies (305 m) al interior de la línea costera, cerca al extremo final de Arnold Road,
14 en tierras del condado de Ventura. De los puntos de entrada de HDB, el método de
15 HDB también se usaría para instalar el ducto en las instalaciones de superficie
16 ubicadas aproximadamente 0.6 millas (1 km) costa adentro a lo largo de Arnold Road,
17 en terrenos ya desarrollados. Los dos gasoductos de 24 pulgadas (0.6 m) de diámetro
18 terminarían en la estación de medición.

19 Se instalaría aproximadamente 1.9 millas (3 km) de ductos adicionales, mediante la
20 apertura de zanjas, desde la nueva estación de medición hasta la MP 1.9 del ducto
21 propuesto de Center Road a lo largo de Hueneme Road. Luego, la longitud total de
22 derecho de vía del ducto sería aproximadamente 3.2 millas (5.1 km).

23 Esta alternativa sería una opción más para los encargados de decidir dónde se ubicaría
24 la ruta del ducto.

3.4.4 Rutas alternativas de los ductos costa adentro

25 El proyecto propuesto se modificó como respuesta a los comentarios públicos y las
26 exigencias de las agencias. La ruta propuesta del Ducto de Center Road descrito en el
27 Capítulo 2.0, "Descripción de la acción propuesta", es nueva. La ruta alternativa 3 del
28 Ducto de Center Road es la misma que la ruta propuesta para el ducto que se describió
29 en el borrador del EIS / EIR de octubre de 2004. Las alternativas 1, 2 y 3 fueron
30 consideradas aptas para ser evaluadas en el presente documento y se describen a
31 continuación. Estas rutas alternativas se ubican entre el cruce costero de la Estación
32 Generadora de Reliant Energy en Playa Ormond y la Estación de Válvulas de Center
33 Road.

34 **3.4.4.1 Alternativa 1 del Ducto Center Road**

35 Esta alternativa se consideró porque era la ruta propuesta en la solicitud original.
36 Como se muestra en la Figura 3.4-2, esta alternativa seguiría los derechos de vía
37 existentes y/o vías públicas:

- 1 • La ruta empezaría en la nueva estación de medición adyacente al cruce costero
2 de la Estación Generadora de Reliant Energy en Playa Ormond, y luego se
3 dirigiría al noroeste y al norte a lo largo del derecho de vía de SoCalGas, y
4 luego al noreste en Pleasant Valley Road y al norte en la avenida Rice;
- 5 • Desde la avenida Rice, el nuevo ducto se dirigiría al oeste en Gonzales Road, al
6 noreste en la avenida Rose y debajo de la autopista U.S. 101; y
- 7 • Desde aquí, la ruta seguiría al noreste en la avenida Rose, al sureste y noreste
8 en la avenida Los Ángeles, al norte en la avenida La Vista y al oeste en Center
9 Road hasta la Estación de Válvulas de Center Road.

10 Como se mencionó anteriormente, esta alternativa se consideró apta para ser evaluada
11 porque era la ruta que se había propuesto en la solicitud original.

12 **3.4.4.2 Alternativa 2 del Ducto de Center Road**

13 La Alternativa 2 seguiría derechos de vía existentes, vías públicas y/o servidumbres
14 recientemente adquiridas. Esta alternativa evitaría las áreas residenciales existentes
15 con alta densidad poblacional.

- 16 • El nuevo ducto comenzaría en la nueva estación de medición adyacente al
17 cruce costero de la Estación Generadora Reliant Energy en Playa Ormond y
18 luego se dirigiría al noreste y al norte, a lo largo de los derechos de vía de
19 SoCalGas y de SCE, al este en Hueneme Road, al norte en Naumann Road, al
20 oeste en Etting Road, al norte en Hailes Road hasta Pleasant Valley Road y al
21 norte a lo largo de Wolff Road (ver Figura 3.4-2);
- 22 • En la intersección de Wolff Road con Sturgis Road, la ruta continuaría hacia el
23 norte a través de campos de cultivo, cruzaría la carretera U.S. 101, y seguiría
24 hacia el noroeste, atravesando otros terrenos de cultivos hasta la avenida
25 Central;
- 26 • En la avenida Central, viraría al noroeste y, en alineación con Beardsley Road,
27 se dirigiría al noreste a lo largo de aproximadamente 0.25 millas (0.4 km), luego
28 viraría al noroeste paralelo al canal de control de inundaciones (Santa Clara
29 Diversion) hasta la avenida Santa Clara; y
- 30 • Seguiría la avenida Santa Clara hacia el noreste y luego continuaría en esa
31 misma dirección en la avenida Los Ángeles, al norte por la avenida La Vista, y al
32 oeste hasta Central Road, para terminar en al Estación de Válvulas de Center
33 Road.
- 34 • Esta alterativa se consideró apta para ser evaluada con más detalle porque
35 evitaría la mayoría de los centros poblados en los condados de Oxnard y
36 Ventura y requeriría atravesar principalmente áreas agrícolas.

Inserción (1 de 2)

Figure 3.4-1 Alternativas de cruce costero

Inserción (2 de 2)

- 1 Figura 3.4-1 Alternativas de cruce costero

Inserción (1 de 2)

Figura 3.4-2 Ducto de Center Road: Ruta propuesta y alternativas

Inserción (2 de 2)

- 1 Figura 3.4-2 Ducto de Center Road: Ruta propuesta y alternativas

1 **3.4.4.3 Alternativa 3 del Ducto de Center Road**

2 La Alternativa 3 es la ruta propuesta del Ducto de Center Road descrita en el borrador
3 de la EIS / EIR de octubre de 2004. Al igual que las demás rutas alternas, la Alternativa
4 3 seguiría derechos de vía existentes, vías públicas y/o servidumbres recientemente
5 adquiridas como se describe a continuación. Esta alternativa evitaría áreas
6 residenciales de gran densidad poblacional.

- 7 • Comenzaría en la nueva estación de medición adyacente al cruce costero de la
8 Estación Generadora de Reliant Energy en Playa Ormond y luego viraría hacia
9 el noreste y el norte a lo largo de los derechos de vía de la SoCalGas y SCE, al
10 este en Hueneme Road, al norte en Naumann Road, al oeste en Etting Road, al
11 norte en Hailes Road hasta Pleasant Valley Road (ver Figura 3.4-2);
- 12 • En Pleasant Valley Road, se dirigiría al suroeste unos 1,000 pies (305 m) y
13 luego viraría al norte, a través de los campos de cultivo, cruzaría la State Route
14 34 (Calle 5th), continuaría hacia el norte paralelo al bulevar Del Norte, y cruzaría
15 Sturgis Road hasta la autopista U.S. 101;
- 16 • En la U.S. 101, iría en dirección al este a lo largo del frente que da a la vía,
17 luego viraría al norte cruzando la U.S. 101, luego continuaría al noreste hasta la
18 avenida Central, doblaría al sureste a lo largo de la avenida Central, al noreste
19 por Beardsley Road unas 0.25 millas (0.4 km), y al noroeste a lo largo del canal
20 de control de inundaciones (Santa Clara Diversion) hasta la avenida Santa
21 Clara; y
- 22 • Seguiría la avenida Santa Clara hacia el noreste, luego continuaría en esa
23 dirección por la avenida Los Ángeles, viraría al norte en la avenida La Vista, al
24 oeste en Center Road y terminaría en la Estación de Válvulas de Center Road.

25 Esta alterativa se consideró apta para ser evaluada con más detalle porque evitaría la
26 mayoría de los centros poblados en los condados de Oxnard y Ventura, requeriría
27 atravesar principalmente áreas agrícolas y fue una de las rutas que se propuso
28 originalmente.

29 **3.4.4.4 Alternativa 1 de la Línea 225 del Ducto Periférico**

30 La alternativa a la Línea 225 del Ducto Periférico propuesta seguiría la misma ruta que
31 la propuesta para la Estación de Válvulas Quigley hasta la MP 4.75, donde continuaría
32 hacia el noroeste de la State Route 126 (Magic Mountain Parkway) (ver Figura 3.4-3).
33 Esta alternativa viraría al noroeste cerca de la MP 5.5, siguiendo el derecho de vía de
34 SoCalGas y terminaría en la Estación de Válvulas Honor Rancho #9A. Luego, cruzaría
35 el río Santa Clara en la MP 5.7 usando el puente para ductos que existe allí.

36 Esta alternativa se consideró apta para ser evaluada con más detalle porque sería más
37 corta, atravesaría espacios abiertos y proveería una ubicación distinta para el cruce del
38 río.

1 3.5 REFERENCIAS

- 2 Ahern, W.R. 1980. California Meets the LNG Terminal. *Coastal Zone Management*
3 *Journal*, Vol. 7, No. 2-4, pp. 185-221.
- 4 APL. 2005. Advanced Production and Load AS: STL Characteristics. Accessed April
5 29. http://www.apl.no/products/prod_stl_charac.asp
- 6 American Wind Energy Association. 2005. Wind Projects Database.
7 <http://www.awea.org/projects/california.html>
- 8 Bisi, David (Southern California Gas Company and San Diego Gas and Electric
9 Company). 2004. Testimony to the Public Utilities Commission of the State of
10 California. December 2.
- 11 Bowdon, Major General W.G. 2004. Letter to Cy Oggins, California State Lands
12 Commission, concerning an LNG terminal onshore or offshore of Camp Pendleton.
13 May.
- 14 California Coastal Commission (CCC). 1978a. Final Report Evaluating and Ranking
15 LNG Terminal Sites. May 24.
- 16 _____. 1978b. Offshore LNG Terminal Study. September 15.
- 17 California Energy Commission (CEC). 2003. 2003 Integrated Energy Policy Report.
18 P100-03-019. December. <http://www.energy.ca.gov/reports/100-03-019F.PDF>.
- 19 _____. 2004. Public Interest Energy Research 2003 Annual Report. P500-04-
20 010. March.
21 http://www.energy.ca.gov/reports/2004-04-01_500-04-010.PDF.
- 22 _____. 2005a. Integrated Energy Policy Report Committee Final Report. CEC-
23 100-2005-007-CTF. November.
24 [http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-100-2005-007/CEC-100-2005-007-](http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-100-2005-007/CEC-100-2005-007-CMF.PDF)
25 [CMF.PDF](http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-100-2005-007/CEC-100-2005-007-CMF.PDF).
- 26 _____. 2005b. 1999 Operational Capacity of California's Three (Major) Investor-
27 Owned Utilities. Accessed November 22.
28 http://www.energy.ca.gov/electricity/operational_capacity.html.
- 29 _____. 2005c. "What's New: LNG Projects in CA and Baja," updated April 15,
30 accessed September 16.
31 http://www.energy.ca.gov/lng/documents/PROJECT_STATUS_CA-BAJA.XLS.
- 32 California Energy Commission Staff (CEC Staff). 2005. West Coast LNG Projects,
33 updated April 18.
34 http://www.energy.ca.gov/lng/documents/WEST_COAST_LNG_PROJECTS.PDF

Insertar Figura página 1 de 2

1 **Figura 3.4-3 Línea 225 del Ducto Periférico: Ruta propuesta y rutas alternativas**

Figura 3.4-3

página 2 de 2

- 1 California Energy Commission and Public Utilities Commission (CEC and CPUC).
2 2005. Energy Action Plan II, Implementation Road Map for Energy Policies. Adopted
3 September 21.
- 4 http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2005-09-21_EAP2_FINAL.PDF
- 5 Chevron 2005. Terminal GNL Mar Adentro de B.C. Permitting Process.
6 <http://www.chevron.com/gnlbaja/about/permitting.asp>.
- 7 City of Oceanside Planning Department. 2001. Population Growth by City for SCAG
8 Region 050504 and City of Oceanside Demographic Data 050504. August 15.
9 http://www.ci.oceanside.ca.us/Planning/oceanside_information.pdf.
- 10 Edison International. 2005. Major New Solar Energy Project Announced by Southern
11 California Edison and Stirling Energy Systems, Inc.
12 <http://www.edison.com/pressroom/pr.asp?id=5885>.
- 13 Federal Energy Regulatory Commission and California State Lands Commission. 2002.
14 Environmental Impact Statement/Environmental Impact Report, Kern River 2003
15 Expansion Project, Vols. I and II. FERC/EIS-0144D, Docket No. CP01-422-000; CSLC
16 EIR No. 710; State Clearinghouse No. 2001071035; BLM Reference No. CACA-43346.
17 June.
- 18 Gopal, J., et al. 2000. California Natural Gas Market and Issues Staff Report.
19 California Energy Commission P200-00-006. November 21.
20 http://www.energy.ca.gov/reports/2000-11-22_200-00-006.PDF.
- 21 Kimball, C. 2004. Counsel for the Archer Trust, comment letter. Docket No. USCG-
22 2004-16877-140. March 29. <http://dms.dot.gov>.
- 23 Lindquist, D. 2005a. LNG Plans Challenged Via NAFTA: Environmental Groups Try
24 New Tactic in Baja. *San Diego Union-Tribune*. May 4.
- 25 _____. 2005b. Floating LNG Terminal OK'd off Baja Coast: Project would be
26 built 5 miles from Rosarito. *San Diego Union-Tribune*. April 22.
- 27 *Los Angeles Times*. 2004. PUC Acts to Boost Natural Gas Supply. September 3.
- 28 MarineLog.Com. 2005. Baja floating LNG terminal gets environmental permit. April 21.
29 <http://www.marinelog.com/DOCS/NEWSMMV/2005apr221.html>.
- 30 Marks, M., et al. 2003. Liquefied Natural Gas in California: History, Risks, and Siting,
31 California Energy Commission (CEC) Staff White Paper, 700-03-005. August.
32 http://www.energy.ca.gov/reports/2003-07-17_700-03-005.PDF.
- 33 _____. 2005. Natural Gas Assessment Update. CEC Staff Report 600-2005-
34 003. February. [http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-2005-003/CEC-
35 600-2005-003.PDF](http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-2005-003/CEC-600-2005-003.PDF)

- 1 Monterey Bay National Marine Sanctuary (MBNMS). 2005. Final Environmental Impact
 2 Statement Management Plan, Appendix B, Proposed Notice of Designation and Final
 3 Rule Making, Section V: Miscellaneous Rulemaking Requirements. Accessed
 4 September 15. http://www.mbnms.nos.noaa.gov/intro/mbnms_eis/appendixB_sV.html
- 5 National Oceanic and Atmospheric Agency (NOAA). 1983. Channel Islands National
 6 Marine Sanctuary Management Plan.
 7 <http://www.cinms.nos.noaa.gov/marineres/mphome.html>.
- 8 National Park Service (NPS). 2002. Santa Monica Mountains National Recreation Area
 9 General Management Plan and Environmental Impact Statement.
 10 <http://www.nps.gov/samo/supplans/GMPress.htm>.
- 11 Norske Shell. 2006. Records Set During Development of Troll: Troll A - Platform,
 12 Accessed January 5.
 13 [http://www.shell.com/home/Framework?siteId=no-no&FC2=/no-
 14 no/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production/troll_gas/eighthwonder/zzz
 15 _lhn.html&FC3=/no-
 16 no/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production/troll_gas/eighthwonder/bre
 17 akingrecords_10090943.html](http://www.shell.com/home/Framework?siteId=no-no&FC2=/no-no/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production/troll_gas/eighthwonder/zzz_lhn.html&FC3=/no-no/html/iwgen/shell_for_businesses/exploration_production/troll_gas/eighthwonder/breakingrecords_10090943.html)
- 18 Offshore Magazine. 2005. 2005 Deepwater Solutions and Records for Concept
 19 Selection.
- 20 _____. 2003. Channel Islands National Park Website. The Park.
 21 <http://planning.nps.gov/parkweb/purpose.cfm?RecordID=98>.
- 22 _____. 2004. Superintendent's Compendium of Designations, Closures, Permit
 23 Requirements and Other Restrictions Imposed Under Discretionary Authority, Channel
 24 Island National Park. April 10. <http://www.nps.gov/chis/Compendium2004.htm>
- 25
- 26 Parkhurst, E. 2002. Natural Gas Supply and Infrastructure Assessment. California
 27 Energy Commission (CEC) Staff Paper. 700-02-600F. December
 28 http://www.energy.ca.gov/reports/2002-12-12_700-02-006F.PDF.
- 29 Port, Otis. 2005. Solar Power's New Hot Spot. *Business Week*. August 19.
 30 [http://www.businessweek.com/technology/content/aug2005/tc20050819_0041_tc024.ht
 31 m?campaign_id=topStories_ssi_5](http://www.businessweek.com/technology/content/aug2005/tc20050819_0041_tc024.htm?campaign_id=topStories_ssi_5)
- 32 Schoch, D. 2004. Military to Continue Talks on Gas Facility Camp Pendleton
 33 commander's opposition to an LNG terminal is overridden. *Los Angeles Times*. June
 34 15.
- 35 Sempra Energy. 2003. Sempra Energy LNG Corp. and Shell Propose to Develop
 36 Mexican LNG Receiving Terminal. Distributed by the Prnewswire on behalf of Sempra
 37 Energy. December 23. <http://www.prnewswire.co.uk/cqi/release?id=114424>.

- 1 _____ . 2004. Sempra Energy's proposed LNG terminal in Mexico aims to fill
2 supply gap, hold down prices. http://www.sempra.com/news_spotlight4Q2002.htm.
- 3 _____ . 2005. Sempra LNG Plans. Website accessed September 13.
4 http://www.sempra.com/lng_sreplans.htm#costaazul.
- 5 Sierra Research. 2005. Air Quality Impact Assessment of the Cabrillo Port Offshore
6 LNG Import Terminal, prepared for: BHP Billiton.
- 7 Staffier, J. 2004. Counsel for the Bixby Ranch and Counsel for the Hollister Ranch
8 Owner's Association, comment letter. Docket No. USCG-2004-16877-306. March 31.
9 <http://dms.dot.gov>.
- 10 State of California Consumer Power and Conservation Financing Authority, Energy
11 Resources Conservation and Development Commission, Public Utilities Commission
12 (State of California). 2003. State of California's 2003 Final State of California Energy
13 Action Plan.
14 http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2003-05-08_ACTION_PLAN.PDF.
- 15 _____ . 2005. Energy Action Plan II, Implementation Road Map for Energy
16 Policies. June 8.
17 http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/2005-06-08_ACTION_PLAN.PDF.
- 18
19 United States Coast Guard (USCG). 2003. Environmental Assessment of the El Paso
20 Energy Bridge Gulf of Mexico, L.L.C. Deepwater Port License. U.S. Coast Guard,
21 Vessels and Facilities Operating Standards Division (G-MSO-2), Washington, D.C.
22 Docket No. USCG-2003-14294. <http://dms.dot.gov>.

Este espacio esta dejado en blanco intencionalmente